Supplemento ordinario alla “Gazzetta Ufficiale„ n. 31 dell’8 febbraio 2010 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA **Roma - Lunedì, 8 febbraio 2010** SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06-85081

N. 25

AUTORITÀ
PER L’ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni nn. ARG/com 185/09; EEN 21/09; ARG/elt 174/09; 175/09; 177/09; 179/09; 183/09; 186/09; 187/09; 190/09; 191/09; ARG/gas 176/09; 184/09; 192/09.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

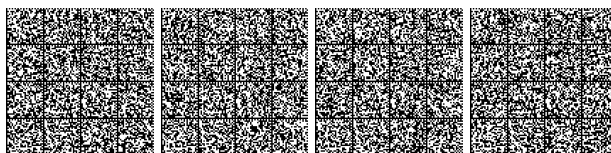
DELIBERAZIONE 1° dicembre 2009.

Disposizioni in materia di agevolazioni tariffarie per le popolazioni colpite dagli eventi sismici verificatisi nella provincia di L'Aquila e in altri comuni della regione Abruzzo il 6 aprile 2009. (Deliberazione n. ARG/com 185/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'1 dicembre 2009

Visti:

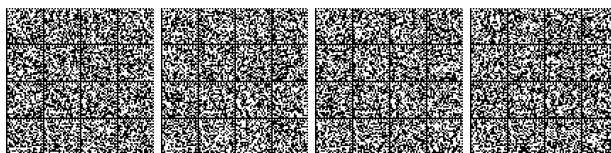
- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2003/54/CE;
- la direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 2003/55/CE;
- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE;
- la direttiva 2993/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- la legge 24 febbraio 1992, n. 225 (di seguito: legge n. 225/92);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, delle Politiche per la Famiglia e della Solidarietà sociale 28 dicembre 2007, recante "Determinazione dei criteri per la definizione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica per i clienti economicamente svantaggiati e per i clienti in gravi condizioni di salute" (di seguito: decreto 28 dicembre 2007);
- il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante Misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2007, n. 125 (di seguito: legge n. 125/07);

- il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito con modificazioni in legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: legge n. 2/09);
- il decreto legge 28 aprile 2009, n. 39, convertito con modificazioni con la legge 24 giugno 2009, n. 77 (di seguito: legge n. 77/09);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 6 aprile 2009, recante dichiarazione dello stato di emergenza in ordine agli eccezionali eventi sismici che hanno interessato la provincia di L'Aquila ed altri comuni della regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009 (di seguito: dPCM 6 aprile 2009);
- l'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri del 9 aprile 2009, n. 3754, recante ulteriori disposizioni urgenti conseguenti gli eventi sismici che hanno colpito la provincia dell'Aquila ed altri comuni della regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009 (di seguito: ordinanza n. 3754/09);
- l'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri del 17 giugno 2009, n. 3782, recante ulteriori interventi urgenti diretti a fronteggiare gli eventi sismici verificatisi nella regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009 (di seguito: ordinanza n. 3782/09);
- l'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri del 9 luglio 2009, n. 3790, recante ulteriori interventi urgenti diretti a fronteggiare gli eventi sismici verificatisi nella regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009 e altre disposizioni di protezione civile (di seguito: ordinanza n. 3790/09);
- il decreto del Commissario delegato di cui al dPCM 6 aprile 2009 (di seguito: Commissario delegato) del 16 aprile 2009, n. 3 (di seguito: decreto 16 aprile 2009);
- il decreto del Commissario delegato 17 luglio 2009, n. 11 (di seguito: decreto 17 luglio 2009);
- il decreto del Commissario delegato 12 ottobre 2009, n. 28 (di seguito: decreto 12 ottobre 2009);
- i decreti del Commissario delegato in applicazione dell'articolo 7, comma 1, dell'ordinanza n. 3790/09 e dell'articolo 2, comma 1, della legge n. 77/09;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 dicembre 1999, n. 200/99 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 200/99);
- la deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2001, n. 229/01 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 229/01);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170/04 (di seguito: deliberazione n. 170/04);
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/04 (di seguito: deliberazione n. 173/04);
- il Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale, approvato con deliberazione dell'Autorità 6 giugno 2006, n. 108/06, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Codice di rete);
- la deliberazione dell'Autorità 2 febbraio 2007, n. 17/07 (di seguito: deliberazione n. 17/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007 n. 73/07, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, e successive modifiche e integrazioni (di seguito: TIV);

- la deliberazione dell'Autorità con deliberazione 27 giugno 2007, n. 157/07 (di seguito: deliberazione n. 157/07);
- la deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 159/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (di seguito: deliberazione n. 348/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, approvato con la deliberazione n. 348/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);
- le Condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, approvate con la deliberazione n. 348/07, come successivamente modificate e integrate (di seguito: TIC);
- la deliberazione dell'Autorità 25 gennaio 2008, ARG/elt 4/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 4/08);
- la deliberazione dell'Autorità 28 marzo 2008, ARG/elt 42/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 42/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/elt 117/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 159/08);
- la Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, approvato con deliberazione ARG/gas 159/08 (di seguito: RTDG), come successivamente modificata e integrata;
- il Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane, approvato con deliberazione dell'Autorità 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIVG);
- la deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 2009, ARG/gas 20/09;
- la deliberazione dell'Autorità 27 aprile 2009, ARG/elt 49/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 49/09);
- la deliberazione dell'Autorità 30 giugno 2009, ARG/gas 79/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 79/09);
- la deliberazione dell'Autorità 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/gas 88/09);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2009, ARG/com 113/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 113/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009, ARG/com 133/09;
- la deliberazione dell'Autorità 2 novembre 2009, ARG/gas 164/09.

Considerato che:

- ai sensi dell'art 2, comma 12, lettera e), della legge n. 481/95, l'Autorità stabilisce e aggiorna la tariffa base, i parametri e gli altri elementi di riferimento per determinare le tariffe; e che, ai sensi dell'articolo 2, comma 19, della medesima legge, l'Autorità fa altresì riferimento per la determinazione della

tariffa ai costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo o dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale;

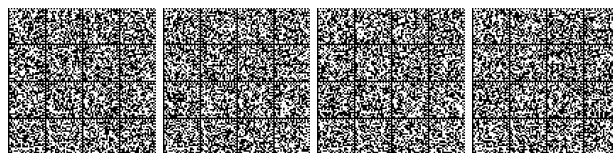
- ai sensi dell'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95, gli obiettivi generali di carattere sociale rientrano tra le finalità dell'azione amministrativa dell'Autorità in materia tariffaria;
- in conseguenza degli eventi sismici che hanno interessato la provincia di L'Aquila e altri comuni della regione Abruzzo con dPCM 6 aprile 2009 è stato dichiarato lo stato di emergenza e sono stati conferiti al Capo del Dipartimento della protezione civile i poteri di Commissario delegato ai sensi dell'articolo 5, comma 4, della legge n. 225/92;
- l'articolo 1, comma 1, dell'ordinanza n. 3754/09 prevede che il Commissario delegato individua con proprio decreto i comuni interessati dagli eventi sismici che hanno colpito la Regione Abruzzo a partire dal 6 aprile 2009 che, sulla base dai dati risultanti dai rilievi macrosismici effettuati dal Dipartimento della protezione civile in collaborazione con l'INGV, hanno risentito un'intensità MCS uguale o superiore al sesto grado;
- l'articolo 1, comma 2, dell'ordinanza di cui al precedente alinea prevede che, con successivi decreti, il Commissario delegato aggiorna l'elenco dei comuni interessati sulla base dell'ulteriore attività di rilevazione macrosismica in corso di effettuazione e aggiornamento;
- con il decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009, il Commissario delegato ha individuato, ai sensi dell'articolo 1, comma 1, dell'ordinanza n. 3754/09, l'elenco dei Comuni interessati dagli eventi sismici che hanno colpito la regione Abruzzo a partire dal 6 aprile 2009;
- ai sensi dell'articolo 9, comma 1, dell'ordinanza n. 3754/09 sono stati sospesi per due mesi i termini di pagamento delle fatture per la fornitura di energia elettrica e di gas emesse o da emettere nello stesso periodo per i soggetti che alla data del 5 aprile 2009 erano residenti nei comuni colpiti dal sisma individuati dal Commissario delegato;
- l'articolo 5, comma 1, dell'ordinanza n. 3782/09 dispone che:
    a) con provvedimento adottato dal Commissario delegato, acquisita l'intesa con l'Autorità, siano stabilite misure volte alla riduzione dell'importo delle tariffe e degli oneri di sistema per un triennio per i soggetti che alla data del 5 aprile 2009 erano titolari di punti di prelievo localizzati nei comuni colpiti dal sisma e di cui all'articolo 1, comma 2, della legge n. 77/09;
    b) con il medesimo provvedimento di cui alla precedente lettera a) siano stabilite altresì le modalità di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per le suddette forniture di energia elettrica e di gas;
- l'articolo 5, comma 2, della medesima ordinanza n. 3782/09, prevede che il termine di cui all'articolo 9 dell'ordinanza n. 3754/09 è prorogato di sei mesi;
- con il decreto 12 ottobre 2009, il Commissario delegato, d'intesa con l'Autorità, ha adottato il provvedimento di cui all'articolo 5, comma 1, dell'ordinanza n. 3782/09.

Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, del decreto 12 ottobre 2009 prevede che l'Autorità, con proprio provvedimento, definisca agevolazioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica ai clienti finali che alla data del 5 aprile 2009 fossero titolari di punti di prelievo di energia elettrica nei comuni colpiti dagli eventi sismici identificati con il decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009;
- l'articolo 1, comma 2, del medesimo decreto 12 ottobre 2009 indica le caratteristiche delle agevolazioni di cui al precedente alinea, in particolare prevedendo che sia disposto:
  a) per le utenze domestiche, l'azzeramento delle componenti tariffarie a copertura dei costi per i servizi infrastrutturali e di misura, nonché delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e delle ulteriori componenti tariffarie a queste assimilabili;
  b) per le utenze diverse dalle domestiche, una riduzione pari al 50% delle componenti tariffarie a copertura dei costi per i servizi infrastrutturali e di misura, nonché l'azzeramento delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali e delle ulteriori componenti tariffarie a queste assimilabili;
  c) l'azzeramento dei corrispettivi per il servizio di connessione, nonché dei contributi in quota fissa relativi alla maggior tutela, per le nuove connessioni in bassa tensione, con un limite massimo di 3 kW di potenza, di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea, destinati ai soggetti titolari dei punti di prelievo di cui all'articolo 1, comma 1, del medesimo decreto 12 ottobre 2009;
- l'articolo 2, comma 1, del decreto 12 ottobre 2009 prevede che l'Autorità, con proprio provvedimento, definisca agevolazioni tariffarie per la fornitura di gas naturale ai clienti finali che alla data del 5 aprile 2009 fossero titolari di punti di riconsegna localizzati nei Comuni colpiti dagli eventi sismici identificati con il decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009;
- l'articolo 2, comma 2, del medesimo decreto 12 ottobre 2009 indica le caratteristiche delle agevolazioni di cui al precedente alinea, in particolare prevedendo che sia disposto:
  a) per i soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, del medesimo decreto 12 ottobre 2009, riconducibili alle categorie d'uso riportate nella Tabella 1 della deliberazione n. 157/07, l'azzeramento delle componenti tariffarie a copertura dei costi per i servizi di distribuzione e di misura, nonché delle ulteriori componenti tariffarie relative ai medesimi servizi;
  b) per i soggetti di cui all'articolo 2, comma 1, del medesimo decreto 12 ottobre 2009, non ricadenti nelle categorie d'uso di cui alla precedente lettera a), una riduzione pari al 50% delle componenti tariffarie a copertura dei costi per i servizi di distribuzione e di misura, nonché l'azzeramento delle ulteriori componenti tariffarie relative ai medesimi servizi;
  c) l'azzeramento dei corrispettivi di attivazione per le nuove forniture a moduli abitativi di durevole utilizzo e di allacciamento di alloggi di emergenza per permanenza temporanea, destinati ai soggetti titolari dei

punti di riconsegna di cui all'articolo 2, comma 1, del medesimo decreto 12 ottobre 2009;

- l'articolo 2, comma 3, del medesimo decreto 12 ottobre 2009 prevede altresì che l'Autorità, con proprio provvedimento, definisca agevolazioni tariffarie per la fornitura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate ai soggetti che, alla data del 5 aprile 2009, erano titolari di punti di riconsegna nei comuni individuati dal decreto 16 aprile 2009 e dal decreto 17 luglio 2009;
- l'articolo 2, comma 4, del medesimo decreto 12 ottobre 2009 stabilisce le caratteristiche delle agevolazioni tariffarie di cui al precedente alinea, disponendo l'azzeramento delle componenti tariffarie a copertura dei costi per i servizi di distribuzione e di misura;
- l'articolo 3, comma 1, del decreto 12 ottobre 2009 prevede che le agevolazioni tariffarie di cui agli articoli 1 e 2 del medesimo decreto:
  a) siano riconosciute per un periodo pari a trentasei (36) mesi decorrenti dal 6 aprile 2009;
  b) non riguardino le componenti dei prezzi di energia elettrica e gas naturale a remunerazione delle attività in concorrenza;
  c) siano cumulabili con la compensazione per la spesa per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale prevista per i clienti domestici in condizioni di disagio economico e/o fisico di cui al decreto 28 dicembre 2007 e la legge n. 2/09;
- l'articolo 4 del decreto 12 ottobre 2009 prevede che l'Autorità determini le modalità applicative per la concessione delle agevolazioni tariffarie di cui agli articoli 1 e 2 del medesimo decreto, nonché per la copertura, a carico degli utenti non oggetto di agevolazione, degli oneri derivanti dalle disposizioni dei medesimi articoli;
- l'articolo 5, comma 1, del decreto 12 ottobre 2009 prevede che l'Autorità determini le modalità applicative per il pagamento dei corrispettivi relativi alle fatture sospese ai sensi dell'articolo 9, comma 1, dell'ordinanza n. 3754/09, come modificata dall'articolo 5, comma 2, dell'ordinanza n. 3782/09, dovuti da tutti i soggetti titolari, alla data del 5 aprile 2009, di punti di prelievo di energia elettrica, gas naturale e gas diversi dal naturale, localizzati presso i comuni identificati dal decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009;
- l'articolo 5, comma 2, del decreto 12 ottobre 2009 fornisce indirizzi per l'identificazione delle modalità applicative richiamate al precedente alinea, precisando che deve essere prevista la rateizzazione dei corrispettivi relativi alle fatture sospese su un periodo non superiore a 24 (ventiquattro) mesi a partire dal termine di cui all'articolo 9, comma 1, dell'ordinanza n. 3754/09, come successivamente modificata;
- l'articolo 5, comma 3, del decreto 12 ottobre 2009 stabilisce infine che la suddetta rateizzazione non comporti il pagamento di interessi a carico dell'utente finale.

Considerato che:

- il Titolo V della deliberazione dell'Autorità n. 200/99 ha definito i presupposti e le modalità di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato;

- il Titolo IV della deliberazione dell'Autorità n. 229/01 ha definito i presupposti e le modalità di rateizzazione del pagamento dei corrispettivi per la vendita di gas ai clienti finali attraverso reti di gasdotti locali;
- con il TIV l'Autorità ha disciplinato le modalità di erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi della legge n. 125/07;
- con il TIT l'Autorità ha disciplinato i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011;
- il TIT prevede, tra l'altro, espliciti meccanismi di remunerazione degli investimenti per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica;
- con il TIC l'Autorità ha emanato disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, e in particolare, col comma 12.2, disposizioni per l'erogazione del suddetto servizio in caso di connessioni plurime per centri residenziali;
- con il TIVG l'Autorità ha disciplinato le modalità di erogazione del servizio di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi dal naturale distribuiti a mezzo di reti urbane;
- con la deliberazione ARG/gas 159/08 l'Autorità ha prorogato fino al 30 giugno 2009 a titolo di acconto le tariffe di distribuzione del gas naturale e dei gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate approvate per l'anno termico 2007-2008;
- con la deliberazione ARG/gas 79/09 l'Autorità ha approvato a titolo definitivo l'applicazione fino al 30 giugno 2009 delle tariffe di distribuzione del gas naturale per l'anno termico 2007-2008;
- con la RTDG l'Autorità ha disciplinato le tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale e dei gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate per il periodo di regolazione 2009-2012;
- la RTDG prevede, tra l'altro, espliciti meccanismi di remunerazione degli investimenti per il servizio di distribuzione del gas naturale;
- il decreto 28 dicembre 2007, per il settore elettrico, e la legge n. 2/09, per il settore del gas naturale, hanno introdotto disposizioni in materia di compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica (di seguito: bonus elettrico) e di gas naturale (di seguito: bonus gas) per i clienti domestici in condizioni di disagio economico e, limitatamente al settore elettrico, in gravi condizioni di salute;
- con deliberazione ARG/elt 117/08 l'Autorità ha disciplinato le modalità applicative per il riconoscimento del bonus elettrico;
- ai sensi dei commi 4.1 e 4.2 della deliberazione ARG/elt 117/08, come modificata dalla deliberazione ARG/elt 49/09, il bonus elettrico è riconosciuto retroattivamente per l'anno 2008 alle istanze presentate entro il 30 giugno 2009;
- con deliberazione ARG/gas 88/09 l'Autorità ha disciplinato le modalità applicative per il riconoscimento del bonus gas;
- ai sensi dell'articolo 5 della deliberazione ARG/gas 88/09, con la deliberazione ARG/com 113/09, l'Autorità ha individuato Poste Italiane S.p.a. in qualità di soggetto erogatore della compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale ove tale compensazione non possa essere veicolata attraverso gli strumenti di fatturazione tipici di un rapporto di fornitura diretto e attivo.

Considerato che:

- alla data del 5 aprile 2009 i servizi di distribuzione di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate, come definite ai sensi della RTDG, non risultavano presenti nella totalità del territorio dei comuni di cui al decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009;
- l’attività di distribuzione, misura e vendita di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate è definita dal comma 1.1 della RTDG;
- a seguito degli eventi sismici del 6 aprile 2009, risulta che un numero non trascurabile di clienti finali di energia elettrica o di gas naturale o gas diversi dal naturale sono stati costretti a trasferirsi presso moduli abitativi di durevole utilizzo o in alloggi di emergenza per permanenza temporanea, oppure in altra abitazione, situati anche in comuni diversi da quelli identificati dal decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009;
- risulta altresì che nei comuni di cui al decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009, sono stati realizzati o sono in via di realizzazione moduli abitativi di durevole utilizzo o alloggi di emergenza per permanenza temporanea, come specificato nei decreti del Commissario delegato, in applicazione dell’articolo 7, comma 1, dell’ordinanza n. 3790/09 e dell’articolo 2, comma 1, della legge n. 77/09; e che la realizzazione di tali tipologie di alloggio potrebbe essere oggetto di ulteriori ordinanze;
- risulta inoltre che, per i moduli abitativi di durevole utilizzo o per alloggi di emergenza per permanenza temporanea in via di realizzazione in comuni diversi da quelli identificati dal decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009, il Commissario delegato ha previsto che le opere necessarie per la realizzazione dei nuovi allacciamenti sono realizzate dai gestori dei servizi a titolo oneroso per le Amministrazioni Comunali, su richiesta delle medesime, che rendiconteranno i costi al medesimo Commissario;
- l’eventuale sviluppo o ampliamento delle reti di distribuzione che si rendessero necessarie per la realizzazione delle nuove connessioni, ricadono nell’ambito dei meccanismi di remunerazione previsti, rispettivamente, dal TIT e dalla RTDG;
- uno dei maggiori distributori di gas naturale ha segnalato come la drastica riduzione dei punti di riconsegna nei comuni colpiti dal terremoto comporti un consistente deficit nei ricavi dei distributori di gas naturale operanti nei medesimi comuni, tale da richiedere un adeguamento dei meccanismi tariffari e di perequazione esistenti;

Ritenuto opportuno:

- dare attuazione alle disposizioni del decreto 12 ottobre 2009;
- al fine di garantire l’accesso alle agevolazioni di cui al presente provvedimento a tutti i soggetti colpiti dagli eventi sismici, prevedere che le suddette agevolazioni siano riconosciute a tutti i soggetti che alla data del 5 aprile 2009 erano titolari, nei comuni di cui al decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009, almeno di un contratto di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale e/o di gas diversi distribuiti a mezzo di reti canalizzate;
- garantire ai soggetti di cui al precedente alinea il riconoscimento delle suddette agevolazioni anche nel caso in cui siano stati costretti, a seguito degli eventi

sismici, a trasferirsi in un'altra località, anche se situata in comuni diversi da quelli di cui al decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009;

- che siano riconosciute ai soggetti di cui al precedente alinea agevolazioni sui corrispettivi previsti dal TIC e dal TIV;
- prevedere che i medesimi soggetti possano continuare a usufruire del bonus elettrico di cui alla deliberazione ARG/elt 117/08 e del bonus gas di cui alla deliberazione ARG/gas 88/09, anche se la fornitura originaria risulta sospesa;
- prevedere per tutti i soggetti aventi diritto alle agevolazioni di cui al presente provvedimento la proroga dei termini di cui ai commi 4.1 e 4.2 della deliberazione ARG/elt 117/08 al 28 febbraio 2010;
- prevedere che le modalità applicative ai fini del riconoscimento del bonus elettrico e del bonus gas secondo quanto previsto nei precedenti alinea siano definite con determinazione del Direttore della Direzione Tariffe dell'Autorità;
- prevedere agevolazioni, anche attraverso la sospensione temporanea di alcune procedure applicative, per la realizzazione degli allacciamenti esclusivamente per i moduli abitativi di durevole utilizzo o per gli alloggi di emergenza per permanenza temporanea situati nei comuni di cui al decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009, in quanto i costi per gli allacciamenti di moduli abitativi di durevole utilizzo o di alloggi di emergenza situati al di fuori dei suddetti comuni sono coperti dalle Amministrazioni comunali competenti, secondo quanto previsto dal Commissario delegato;
- prevedere che le disposizioni di cui al presente provvedimento siano automaticamente estendibili ad eventuali comuni o eventuali ulteriori alloggi successivamente identificati dal Commissario delegato;
- prevedere l'obbligo per gli esercenti il servizio di vendita di trasferire le agevolazioni tariffarie disciplinate dal presente provvedimento ai clienti finali;
- che le imprese distributrici di energia elettrica, di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate possano richiedere alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) la compensazione delle agevolazioni di cui al presente provvedimento;
- che, con riferimento alla distribuzione di gas naturale, le suddette compensazioni tengano conto anche della riduzione dei ricavi per le imprese esercenti a seguito della drastica riduzione dei punti di riconsegna attivi nei comuni di cui di cui al decreto 16 aprile 2009, come integrato dal decreto 17 luglio 2009;
- che gli oneri derivanti dalle compensazioni alle imprese distributrici di energia elettrica, siano posti a capo del Conto per la perequazione dei costi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché dei meccanismi di promozione delle aggregazioni e di integrazione dei ricavi, di cui al comma 54.1, lettera h), del TIT (di seguito: Conto UC_3);
- che gli oneri derivanti dalle compensazioni alle imprese distributrici di gas naturale, siano posti a capo del Conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas, di cui all'articolo 93, comma 1, lettera c), della RTDG (di seguito: Conto UG_1);
- che gli oneri derivanti dalle compensazioni alle imprese distributrici dei gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate, siano posti a capo del Conto UG_1, in considerazione dei limitati importi previsti per i suddetti oneri, che non giustificherebbero i costi amministrativi conseguenti all'attivazione di una

specifica componente e di uno specifico meccanismo di perequazione nel suddetto settore;

- che gli esercenti il servizio di maggior tutela possano richiedere alla Cassa la compensazione delle agevolazioni di cui al presente provvedimento relativamente ai contributi in quota fissa per le prestazioni relative ad attivazione della fornitura di un nuovo punto di prelievo e alla voltura/subentro della fornitura;
- che gli oneri derivanti dalle compensazioni di cui al precedente alinea siano posti a capo del Conto oneri per la compensazione dei costi di commercializzazione, di cui al comma 54.1, lettera t), del TIT (di seguito: Conto DISPbt);
- che gli esercenti il servizio di vendita di energia elettrica sul mercato libero, nel caso in cui nella propria normale prassi commerciale applichino ai clienti domestici specifici corrispettivi per le prestazioni relative ad attivazione della fornitura di un nuovo punto di prelievo e alla voltura/subentro della fornitura, possano richiedere alla Cassa la compensazione delle agevolazioni di cui al presente provvedimento relativamente ai medesimi corrispettivi, nei limiti massimi degli importi di cui all'articolo 7bis del TIV;
- che gli oneri derivanti dalle compensazioni di cui al precedente alinea siano posti a capo del Conto DISPbt, in considerazione dei limitati importi previsti per i suddetti oneri, che non giustificherebbero i costi amministrativi conseguenti all'attivazione di uno specifico meccanismo di perequazione nel suddetto settore;
- che la Cassa predisponga e trasmetta all'Autorità entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento le procedure per il riconoscimento delle compensazioni di cui ai precedenti alinea e che dette procedure sono approvate con determinazione del Direttore della Direzione tariffe d'intesa con il Direttore della Direzione mercati dell'Autorità;
- in attuazione delle disposizioni del decreto 12 ottobre 2009, stabilire le modalità applicative per il pagamento dei corrispettivi relativi alle fatture sospese ai sensi dell'articolo 9, comma 1, dell'ordinanza n. 3754/09, come modificata dall'articolo 5, comma 2, dell'ordinanza n. 3782/09, dovuti da tutti i soggetti titolari, alla data del 5 aprile 2009, di punti di prelievo di energia elettrica e di punti riconsegna di gas naturale e di gas diversi dal naturale, localizzati presso i comuni di cui al decreto 16 aprile 2009 e al decreto 17 luglio 2009, secondo le modalità contenute nel medesimo decreto 12 ottobre 2009;
- che le modalità applicative di cui al precedente alinea siano definite sulla base di un criterio uniforme e trasparente che sia applicabile ai diversi clienti del settore elettrico e del gas indipendentemente dal contratto specificatamente applicato; e, che, nel contempo sia di facile applicazione per i venditori

DELIBERA

Articolo 1
Disposizioni generali

1.1 Ai fini del presente provvedimento, si definiscono come "comuni colpiti dagli eventi sismici" i comuni identificati con il decreto 16 aprile 2009, come integrato

dal decreto 17 luglio 2009, e da eventuali successivi provvedimenti del Commissario delegato adottati ai sensi dell'articolo 1, commi 1 e 2, dell'ordinanza n. 3754/09.

1.2 Ai fini del presente provvedimento, si definiscono come "moduli abitativi di durevole utilizzo" e "alloggi di emergenza per permanenza temporanea" i complessi adibiti a civile abitazione già individuati o che potranno essere individuati con specifico decreto del Commissario delegato, in applicazione dell'articolo 7, comma 1, dell'ordinanza n. 3790/09 e dell'articolo 2, comma 1, della legge n. 77/09, realizzati nei comuni colpiti dagli eventi sismici.

1.3 Hanno diritto alle agevolazioni disciplinate dal presente provvedimento i soggetti che rispondono ad almeno uno dei suddetti requisiti:

a) clienti finali che alla data del 5 aprile 2009 erano titolari di punti di prelievo di energia elettrica nei comuni colpiti dagli eventi sismici;
b) clienti finali che alla data del 5 aprile 2009 erano titolari di punti di riconsegna di gas naturale localizzati nei comuni colpiti dagli eventi sismici;
c) clienti finali che, alla data del 5 aprile 2009, erano titolari di punti di riconsegna di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate, come definite dal comma 1.1 della RTDG, nei comuni colpiti dagli eventi sismici.

1.4 Le modalità applicative per l'individuazione dei soggetti di cui al precedente comma 1.3 sono definite nei successivi articoli 5 e 11.

1.5 Le agevolazioni di cui ai successivi articoli 4 e 10 sono applicabili alle utenze destinate all'alimentazione di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea ovvero alle nuove connessioni o volture o subentri anche in comuni diversi dai comuni colpiti dagli eventi sismici, purché destinate alla fornitura dei soggetti di cui al precedente comma 1.3 in locali destinati a civile abitazione.

1.6 Le agevolazioni disciplinate dal presente provvedimento sono riconosciute per un periodo pari a trentasei (36) mesi decorrenti dal 6 aprile 2009.

1.7 Le agevolazioni disciplinate dal presente provvedimento sono cumulabili con il bonus elettrico, di cui alla deliberazione ARG/elt 117/08, e il bonus gas, di cui alla deliberazione ARG/gas 88/09, tenuto conto di quanto previsto al successivo articolo 13.

1.8 Le agevolazioni disciplinate dal presente provvedimento sono riconosciute a ciascun soggetto avente diritto con riferimento ad un'unica utenza.

1.9 Le agevolazioni disciplinate dal presente provvedimento ed applicate dall'impresa distributrice di energia elettrica, di gas naturale e di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate sono trasferite dal venditore al cliente finale destinatario delle medesime agevolazioni.

Articolo 2

Agevolazioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica per le utenze domestiche

2.1 Con riferimento alle utenze di cui al successivo comma 5.1, appartenenti alla tipologia di cui al comma 2.2, lettera a), del TIT, non si applicano:

a) le componenti τ_1, τ_2, τ_3, di cui al comma 31.2, lettere a), b), e c) e 31.3, lettere a), b), e c), del TIT;

b) le componenti UC_3, UC_4, UC_7 ed *MCT* di cui al comma 31.2, lettera d), e comma 31.3, lettera d), del TIT ;
c) le componenti tariffarie A_2, A_3, A_4, A_5, A_6 e A_s di cui al comma 45.2 del TIT.

Articolo 3
Agevolazioni tariffarie per la fornitura di energia elettrica per le utenze non domestiche

3.1 Con riferimento alle utenze di cui al successivo comma 5.1, appartenenti a tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e), f) e g), del TIT, le componenti di seguito riportate sono applicate in misura ridotta del 50%:
a) la componente tariffaria *TRAS*, di cui al comma 5.1 del TIT;
b) le componenti della tariffa obbligatoria per il servizio di distribuzione, di cui all'articolo 7 del TIT;
c) le componenti tariffarie *MIS*, di cui al comma 25.1 del TIT.

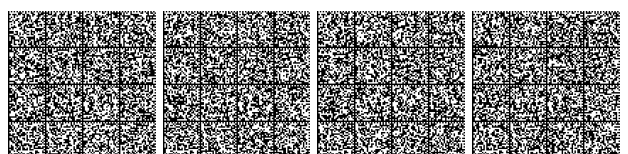
3.2 Con riferimento alle medesime utenze di cui al successivo comma 5.1, appartenenti a tipologie di cui al comma 2.2, lettere c), e), f) e g), del TIT, non si applicano:
a) le componenti UC_3, UC_4, UC_6, UC_7 ed MCT, di cui al comma 12.1 del TIT;
b) le componenti tariffarie A_2, A_3, A_4, A_5, A_6 e A_s di cui al comma 45.2 del TIT.

Articolo 4
Agevolazioni per il servizio di connessione per la fornitura di energia elettrica

4.1 Le nuove connessioni in bassa tensione, con un limite massimo di 3 kW di potenza contrattualmente impegnata, destinate all'alimentazione di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea ovvero le nuove connessioni o le volture o i subentri che si rendessero necessarie per le utenze di cui al comma 5.1, lettera c) relativamente ad un punto di fornitura diverso da quello originario, sono effettuate senza oneri a carico dell'utente finale relativamente:
a) alle prestazioni regolate dal Titolo II e dall'articolo 25 del TIC, compresi i contributi in quota fissa a copertura degli oneri amministrativi dell'impresa distributrice;
b) agli eventuali contributi in quota fissa all'esercente la vendita per le prestazioni relative all'attivazione della fornitura di un nuovo punto di prelievo o alla voltura/subentro.

4.2 Per le connessioni di cui al precedente comma 4.1 le imprese distributrici non applicano al richiedente quanto previsto al comma 12.2 del TIC.

Articolo 5
Modalità applicative per l'identificazione delle utenze di energia elettrica aventi diritto alle agevolazioni

5.1 Le agevolazioni di cui agli articoli 2 e 3 si applicano:

a) alle utenze elettriche ancora attive nei comuni colpiti dagli eventi sismici che risultavano già esistenti alla data del 5 aprile 2009, fino ad eventuale cambio di titolarità del relativo punto di prelievo;
b) alle utenze elettriche nella titolarità di soggetti di cui al comma 1.3, per l'alimentazione di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea, su richiesta dei medesimi soggetti;
c) alle utenze elettriche nella titolarità dei soggetti di cui al comma 1.3, per l'alimentazione di un punto di prelievo diverso rispetto a quello utilizzato fino al 6 aprile 2009, anche in comuni diversi dai comuni colpiti dagli eventi sismici, su richiesta dei medesimi soggetti.

5.2 Ai fini del riconoscimento delle agevolazioni di cui agli articoli 2 o 3 e, ove necessario, di cui al comma 4.1, i soggetti di cui al precedente comma 5.1, lettere b) e c), presentano all'esercente il servizio di vendita di energia elettrica istanza per usufruire delle suddette agevolazioni, fornendo i seguenti documenti:
a) copia dell'attestazione prevista all'articolo 7, comma 1, della ordinanza n. 3790/09, o di equivalente documentazione, sullo stato di inagibilità della originaria unità immobiliare utilizzata dal cliente finale, che deve essere situata nei comuni colpiti dagli eventi sismici;
b) autocertificazione di non aver richiesto, in relazione al punto di prelievo asservito all'unità immobiliare di cui alla lettera a), agevolazioni per altri punti di prelievo;
c) elementi identificativi del contratto di fornitura di energia elettrica relativo all'unità immobiliare di cui alla precedente lettera a).

5.3 L'esercente il servizio di vendita trasmette l'istanza di cui al precedente comma 5.2 alla azienda distributrice competente ai fini di attivare le agevolazioni di cui ai precedenti articoli 2 o 3 e, ove necessario, di cui ai precedenti commi 4.1, lettera a). La relativa documentazione sarà messa a disposizione dal venditore all'azienda distributrice su richiesta di quest'ultima.

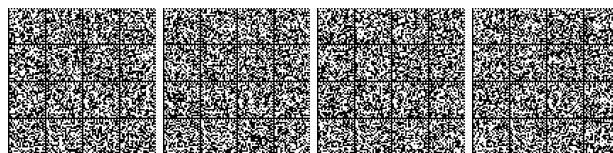
5.4 L'azienda distributrice di cui al comma 5.3 verifica che il punto di prelievo di energia elettrica relativo all'unità immobiliare di cui al precedente comma 5.2, lettera a), fosse attivo alla data del 5 aprile 2009 e risulti inattivo alla data della presentazione della domanda da parte del medesimo utente finale.

5.5 Ai fini della verifica di cui al precedente comma 5.4, l'azienda distributrice di cui al comma 5.3 richiede, ove necessario, la collaborazione dell'azienda distributrice di energia elettrica competente nel territorio ove era ubicato il punto di prelievo relativo all'unità immobiliare di cui al precedente comma 5.2, lettera a).

Articolo 6

Compensazione delle imprese distributrici di energia elettrica e agli esercenti la vendita

6.1 I minori ricavi derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui ai precedenti commi 2.1, lettera a), 3.1, lettere a), b) e c), 4.1, lettera a), sono compensate dalla Cassa nell'ambito della perequazione generale di cui all'articolo 33 del TIT.

6.2 A fronte di una comprovata criticità finanziaria, su richiesta dell'impresa distributrice e previo parere favorevole del Direttore della Direzione tariffe dell'Autorità, la Cassa può riconoscere anticipazioni bimestrali sugli importi di cui al precedente comma 6.1.

6.3 Ai fini di quanto previsto al precedente comma 6.1, l'impresa distributrice di energia elettrica fornisce alla Cassa, con le modalità da questa definite, il dettaglio delle agevolazioni riconosciute ai sensi del presente provvedimento nell'anno precedente.

6.4 Le imprese distributrici tengono separata evidenza dei minori ricavi di cui al comma 6.1, pena la decadenza al diritto a ricevere le compensazioni dalla Cassa.

6.5 Gli oneri derivanti dalle compensazioni di cui al comma 6.1 sono posti a capo del Conto UC_3.

6.6 I minori ricavi degli esercenti la maggior tutela derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui al precedente comma 4.1, lettera b), sono compensate dalla Cassa.

6.7 Gli eventuali minori ricavi degli esercenti la vendita sul mercato libero derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui ai precedenti commi 4.1, lettera b), sono compensate dalla Cassa:
   a) a condizione che i suddetti esercenti, nella propria normale prassi commerciale, applichino ai clienti finali domestici specifici corrispettivi per le prestazioni relative ad attivazione della fornitura di un nuovo punto di prelievo o al subentro o alla voltura;
   b) considerando come ricavo massimo ammissibile per le suddette prestazioni l'ammontare di cui all'articolo 7bis del TIV.

6.8 Ai fini di quanto previsto ai precedenti commi 6.6 e 6.7, l'esercente la maggior tutela o l'esercente il servizio di vendita fornisce alla Cassa, con le modalità da questa definite, il dettaglio delle agevolazioni riconosciute ai sensi del presente provvedimento nell'anno precedente.

6.9 L'esercente la maggior tutela o l'esercente il servizio di vendita tiene separata evidenza contabile dei minori ricavi derivanti dal riconoscimento delle agevolazioni di cui commi 4.1, lettera b), pena la decadenza al diritto a ricevere le compensazioni dalla Cassa.

6.10 Gli oneri derivanti dalle compensazioni di cui ai commi 6.6 e 6.7 sono posti a capo del Conto DISPbt.

6.11 La Cassa predispone e trasmette all'Autorità entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento le procedure per il riconoscimento delle compensazioni di cui al presente articolo 6.

6.12 Le procedure di cui al precedente comma 6.11 sono approvate con determinazione del Direttore della Direzione tariffe d'intesa con il Direttore della Direzione mercati dell'Autorità.

Articolo 7

Agevolazioni tariffarie per fornitura di gas naturale per i soggetti riconducibili alle categorie d'uso di cui alla deliberazione n. 157/07

7.1 Con riferimento alle utenze di gas naturale di cui al comma 11.1, riconducibili alle categorie d'uso riportate nella tabella 1 della deliberazione n. 157/07, per il periodo 6 aprile – 30 giugno 2009, le componenti delle tariffe di distribuzione approvate per l'anno termico 2007-2008, prorogate a titolo di acconto con deliberazione ARG/gas 159/08 e a titolo definitivo con deliberazione ARG/gas 79/09, sono poste pari a zero.

7.2 Con riferimento alle utenze di gas naturale di cui al comma 11.1, riconducibili alle categorie d'uso riportate nella tabella 1 della deliberazione n. 157/07, per il periodo dal 1 luglio 2009 al termine di cui al precedente comma 1.6, non si applicano:
a) le componenti τ_1 e τ_3, di cui al comma 35.3, lettere a) e b), della RTDG;
b) le componenti UG_1, GS, RE e RS, di cui al comma 35.3, lettere c), d), e) e f) della RTDG.

Articolo 8

Agevolazioni tariffarie per fornitura di gas naturale per i soggetti non riconducibili alle categorie d'uso di cui alla deliberazione n. 157/07

8.1 Con riferimento alle utenze di gas naturale di cui al comma 11.1, non riconducibili alle categorie d'uso riportate nella tabella 1 della deliberazione n. 157/07, per il periodo dal 6 aprile – 30 giugno 2009, le componenti delle tariffe di distribuzione approvate per l'anno termico 2007-2008, prorogate a titolo di acconto con deliberazione ARG/gas 159/08 e a titolo definitivo con deliberazione ARG/gas 79/09, sono ridotte del 50%.

8.2 Con riferimento alle utenze di gas naturale di cui al comma 11.1, non riconducibili alle categorie d'uso riportate nella tabella 1 della deliberazione n. 157/07, per il periodo dal 1 luglio 2009 al termine di cui al precedente comma 1.6:
a) le componenti τ_1 e τ_3, di cui al comma 35.3, lettere a) e b), della RTDG, sono ridotte del 50%;
b) le componenti UG_1, GS, RE e RS, di cui al comma 35.3, lettere c), d), e) e f) della RTDG, sono poste pari a zero.

Articolo 9

Agevolazioni tariffarie per la fornitura di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate

9.1 Con riferimento alle utenze di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate di cui al comma 11.1, per il periodo 6 aprile – 30 giugno 2009, le componenti tariffarie di cui all'articolo 7, della deliberazione n. 173/04, prorogate a titolo d'acconto con la deliberazione ARG/gas 159/08, sono poste pari a zero.

9.2 Con riferimento alle utenze di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate di cui al comma 11.1, per il periodo dal 1 luglio 2009 al termine di cui al precedente comma 1.6, le componenti ot_1 e ot_3 e $\tau_1(mis)$ di cui all'articolo 86, della RTDG, sono poste pari a zero.

Articolo 10

Agevolazioni per il servizio di attivazione per la fornitura di gas naturale e di gas diversi dal naturale

10.1 Per l'allacciamento e l'attivazione della fornitura di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate a moduli abitativi di durevole utilizzo e ad alloggi di emergenza per permanenza temporanea ovvero le nuove connessioni o

le volture o i subentri che si rendessero necessarie per le utenze di cui al comma 11.1, lettera c) relativamente ad un punto di fornitura diverso da quello originario, sono posti pari a zero i corrispettivi normalmente applicati, sulla base delle rispettive prassi commerciali, dalle imprese distributrici e/o dagli esercenti la vendita.

10.2 Per le prestazioni di cui al precedente comma 10.1, le imprese distributrici non possono richiedere contributi al soggetto realizzatore delle unità immobiliari di cui al medesimo comma 10.1.

Articolo 11

Modalità applicative per l'identificazione delle utenze di gas naturale o di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate aventi diritto alle agevolazioni

11.1 Le agevolazioni di cui agli articoli 7, 8 e 9 si applicano:

a) alle utenze per la fornitura di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate, come definite dal comma 1.1 della RTDG, ancora attive nei comuni colpiti dagli eventi sismici che risultavano già esistenti alla data del 5 aprile 2009, fino ad eventuale cambio di titolarità del relativo punto di riconsegna;

b) alle utenze di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate, come definite dal comma 1.1 della RTDG, nella titolarità di soggetti di cui al comma 1.3, per l'alimentazione di moduli abitativi di durevole utilizzo e di alloggi di emergenza per permanenza temporanea, su richiesta dei medesimi soggetti;

c) alle utenze di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate, come definite dal comma 1.1 della RTDG, nella titolarità dei soggetti di cui al comma 1.3, che usufruiscono di un punto di riconsegna diverso rispetto a quello utilizzato fino al 6 aprile 2009, anche in comuni diversi dai comuni colpiti dagli eventi sismici, su richiesta dei medesimi soggetti.

11.2 Ai fini del riconoscimento delle agevolazioni di cui agli articoli 7, 8 o 9 e, ove necessario, di cui al comma 10.1, i soggetti di cui al precedente comma 11.1, lettere b) e c), presentano all'esercente il servizio di vendita di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate istanza per usufruire delle suddette agevolazioni, fornendo i seguenti documenti:

a) copia dell'attestazione prevista all'articolo 7, comma 1, della ordinanza n. 3790/09, o di equivalente documentazione, sullo stato di inagibilità della originaria unità immobiliare utilizzata dal cliente finale, che deve essere situata nei comuni colpiti dagli eventi sismici;

b) autocertificazione di non aver richiesto, in relazione al punto di riconsegna di gas naturale o di gas diversi a mezzo di reti canalizzate asservito all'unità immobiliare di cui alla lettera a), ovvero in relazione al punto di prelievo per la fornitura di energia elettrica, qualora la suddetta unità immobiliare non fosse stata servita dai suddetti servizi, agevolazioni per altri punti di riconsegna;

c) elementi identificativi del precedente contratto di fornitura di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate relativa alla unità immobiliare di cui alla precedente lettera a), o nel caso in cui l'unità

immobiliare di cui alla precedente a) non fosse stata servita dai suddetti servizi, del relativo contratto di energia elettrica.

11.3 L'esercente il servizio di vendita di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate trasmette l'istanza di cui al precedente comma 11.2 alla azienda distributrice competente ai fini di attivare le agevolazioni di cui ai precedenti articoli 7, 8 o 9 e, ove necessario, di cui al comma 10.1. La relativa documentazione sarà messa a disposizione dal venditore all'azienda distributrice su richiesta di quest'ultima.

11.4 L'azienda distributrice di cui al comma 11.3 verifica che il punto di riconsegna di gas naturale o di gas diversi dal naturale a mezzo di reti canalizzate relativo all'unità immobiliare di cui al precedente comma 11.2, lettera a), o che il punto di prelievo di energia elettrica ove i suddetti servizi non fossero stati presenti nella medesima unità immobiliare, fosse attivo alla data del 5 aprile 2009 e risulti inattivo alla data della presentazione della domanda da parte del medesimo utente finale.

11.5 Ai fini della verifica di cui al precedente comma 11.4, l'azienda distributrice di cui al comma 11.3 richiede, ove necessario, la collaborazione delle aziende distributrici di energia elettrica o di gas naturale o di gas diversi dal naturale competenti nel territorio ove era ubicato il punto di riconsegna o il punto di prelievo relativo all'unità immobiliare di cui al precedente comma 11.2, lettera a).

Articolo 12

Compensazione delle imprese distributrici di gas naturale e di gas diversi dal naturale

12.1 I minori ricavi derivanti dall'applicazione delle disposizioni di cui ai precedenti commi 7.1, 7.2, lettera a), 8.1, 8.2, lettera a), 9.1, 9.2 e 10.1 sono compensate dalla Cassa nell'ambito della perequazione generale di cui all'articolo 51 della RTDG, per le imprese distributrici del gas naturale, e con apposita procedura per le imprese distributrici di gas diversi a mezzo di reti canalizzate.

12.2 A fronte di una comprovata criticità finanziaria, su richiesta dell'impresa distributrice e previo parere favorevole del Direttore della Direzione tariffe dell'Autorità, la Cassa può riconoscere anticipazioni bimestrali sugli importi di cui al precedente comma 12.1.

12.3 Sono altresì compensati i minori ricavi derivanti dalla riduzione dei punti di riconsegna di gas naturale attivi nei comuni colpiti dagli eventi sismici, rispetto a quanto risultava alla data del 5 aprile 2009.

12.4 Ai fini del precedente comma 12.3, a parziale deroga di quanto previsto dai comma 28.1 e 29.1 della RTDG, il numero di punti di riconsegna attivi effettivamente serviti nell'anno *t* dall'impresa c, $NUA^{eff}_{t,c}$ e $NUA^{eff}_{t,c,i}$, relativamente alle località appartenenti ai comuni colpiti dagli eventi sismici, è pari al numero di clienti finali che risultavano attivi al 5 aprile 2009 nelle medesime località.

12.5 Ai fini di quanto previsto ai precedenti commi 12.1 e 12.3, l'impresa distributrice fornisce alla Cassa, con le modalità da questa definite, il dettaglio delle agevolazioni riconosciute ai sensi del presente provvedimento nell'anno precedente.

12.6 Le imprese distributrici tengono separata evidenza dei minori ricavi di cui al comma 12.1, pena la decadenza al diritto a ricevere le compensazioni dalla Cassa.

12.7 Gli oneri derivanti dalle compensazioni di cui al presente articolo sono posti a capo del Conto UG1, anche con riferimento alla distribuzione di gas diversi a mezzo di reti canalizzate.
12.8 La Cassa predispone e trasmette all'Autorità entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento le procedure per il riconoscimento delle compensazioni di cui al presente articolo 12.
12.9 Le procedure di cui al precedente comma 12.8 sono approvate con determinazione del Direttore della Direzione tariffe dell'Autorità.

Articolo 13
Applicazione del bonus elettrico e del bonus gas

13.1 Ai fini dell'applicazione del bonus elettrico di cui alla deliberazione ARG/elt 117/08 e del bonus gas di cui alla deliberazione ARG/gas 88/09 i clienti finali di cui al comma 5. 1 e al comma 11.1 appartenenti, rispettivamente, alla tipologia di cui al comma 2.2, lettera a), del TIT, e ai clienti domestici, come definiti dal comma 1.1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09, per i quali l'abitazione di residenza è stata distrutta o dichiarata inagibile secondo i criteri stabiliti all'articolo 7, comma 1, dell'ordinanza n. 3790/09, possono richiedere che il bonus elettrico e gas venga riconosciuto con lo strumento di cui all'articolo 16, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09.
13.2 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto al precedente comma 13.1, gli utenti finali interessati fanno richiesta facendo riferimento all'originario punto di prelievo e/o di riconsegna relativo all'abitazione di residenza, che restano di riferimento per la verifica delle condizioni di ammissibilità.
13.3 Le richieste di accesso al bonus elettrico di cui al comma 13.2, presentate entro la data del 28 febbraio 2010, hanno diritto alla retroattività di cui ai commi 4.1 e 4.2 della deliberazione ARG/elt 117/08.
13.4 Con successiva determinazione del Direttore della Direzione tariffe saranno definite le modalità applicative di quanto previsto al presente articolo 13.

Articolo 14
Modalità di pagamento delle fatture sospese ai sensi delle ordinanze n. 3754/09 e 3782/09

14.1 Ferme restando le disposizioni di cui ai precedenti articoli, per i soggetti di cui al comma 1.3 gli importi relativi alle fatture i cui termini di pagamento sono stati sospesi ai sensi dell'articolo 9 dell'ordinanza n. 3754/09, come modificata dall'articolo 5 dell'ordinanza n. 3782/09, sono rateizzate secondo i criteri di cui al presente articolo.
14.2 La rateizzazione è effettuata su un periodo di 24 (ventiquattro) mesi a partire dal termine previsto dall'articolo 9 dell'ordinanza n. 3754/09, come modificata dall'articolo 5 dell'ordinanza n. 3782/09, senza il pagamento di interessi a carico del cliente finale.
14.3 Il pagamento delle rate, non cumulabili e costanti, avviene con una periodicità non inferiore alla periodicità di fatturazione applicata al cliente finale, in un numero di rate che deve essere pari almeno al numero di fatture che normalmente sono

emesse in un periodo di 24 (ventiquattro) mesi. Nel caso in cui il contratto di fornitura preveda la fatturazione congiunta di energia elettrica e gas, potranno essere cumulate in una unica fattura una rata per il servizio elettrico ed una rata per il servizio gas.

14.4 E' fatta salva la facoltà per il cliente finale di richiedere di poter provvedere al pagamento in maniera non rateizzata o rateizzata su un periodo inferiore a 24 (ventiquattro) mesi e alla impresa di vendita di offrire condizioni di rateizzazione migliorative.

14.5 Le imprese di vendita, relativamente alle fatture di cui all'articolo 9 dell'ordinanza n. 3754/09, nella prima bolletta utile ai fini della rateizzazione forniscono al cliente finale informazioni dettagliate:
a) sugli importi oggetto di rateizzazione dovuti dal cliente;
b) sul piano di rateizzazione;
c) sulla possibilità di provvedere al saldo degli ammontari dovuti nella successiva bolletta senza eventualmente avvalersi della rateizzazione.

14.6 Le impresa di vendita di cui al precedente comma 14.5 pubblicano, entro il 31 dicembre 2009, sul proprio sito internet una informativa in merito ai criteri di rateizzazione di cui al presente articolo 14.

14.7 Nel caso di *switching*, l'esercente la vendita entrante acquista l'eventuale credito residuo relativo agli importi di cui al comma 14.1 dell'esercente la vendita uscente con le medesime procedure previste dall'articolo 8 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 4/08.

14.8 Le disposizioni di cui al precedente comma 14.7 non si applicano alle somme rateizzate ai sensi del presente articolo che al momento dello *switching* risultassero scadute ma non ancora pagate.

Articolo 15

Disposizioni finali

15.1 Le disposizioni di cui al presente provvedimento si applicano anche nel caso in cui i servizi oggetto di agevolazione, erogati successivamente al 5 aprile 2009, siano già stati oggetto di fatturazione. In tal caso, gli esercenti provvedono allo storno delle fatture emesse e alla restituzione delle somme eventualmente incassate.

15.2 Il presente provvedimento è comunicato al Commissario delegato ed alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

15.3 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

Milano, 1° dicembre 2009

Il presidente: ORTIS

10A01302

DELIBERAZIONE 24 novembre 2009.

Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2010 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007. (Deliberazione n. EEN 21/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

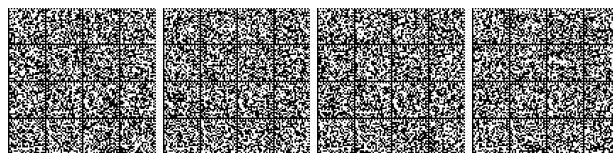
Nella riunione del 24 novembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481/95 (di seguito: legge n. 481/095);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;
- i decreti ministeriali 24 aprile 2001;
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- il decreto ministeriale 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164";
- il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 recante "Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili" (di seguito: decreto ministeriale 21 dicembre 2007);
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115/08 recante "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE" (di seguito: decreto legislativo n. 115/08);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 luglio 2001, n. 156/01;
- la deliberazione dell'Autorità 11 luglio 2001, n. 157/01;
- la deliberazione dell'Autorità 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2004, n. 219/04 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 219/04);
- la deliberazione dell'Autorità 14 aprile 2005, n. 67/05;
- la deliberazione dell'Autorità 23 maggio 2006, n. 98/06 e successive modifiche e integrazioni;
- la deliberazione dell'Autorità 28 dicembre 2007, n. 345/07;
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2008, EEN 36/08 (di seguito:

deliberazione EEN 36/08);
- la deliberazione dell'Autorità 11 febbraio 2009, EEN 1/09 (di seguito: deliberazione EEN 1/09);
- il documento per la consultazione diffuso dall'Autorità in data 16 luglio 2007 intitolato "Aggiornamento del valore e delle modalità di erogazione del contributo tariffario connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica (Modifica della deliberazione 16 dicembre 2004, n. 219/04)";
- il documento per la consultazione diffuso dall'Autorità in data 29 ottobre 2008, DCO 32/08, intitolato "Modalità di calcolo del contributo tariffario connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica".

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 19, lettera c), della legge n. 481/95, prevede che ai fini della determinazione delle tariffe si fa riferimento anche ai costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- con la deliberazione EEN 36/08 l'Autorità, in attuazione di quanto previsto dall'articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e dall'articolo 7, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 115/08, ha modificato e integrato la deliberazione n. 219/04:
  - definendo una formula per l'aggiornamento del contributo tariffario unitario previsto dall'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04 come modificato e integrato dalla stessa deliberazione EEN 36/08 (di seguito: contributo tariffario unitario), da applicarsi a partire dall'anno d'obbligo 2009 e fino al termine dell'attuale periodo di applicazione degli obblighi previsti dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 (di seguito: formula di aggiornamento), al fine di dare maggiore certezza agli operatori del mercato dei titoli di efficienza energetica;
  - fissando conseguentemente pari a 88,92 €/tonnellata equivalente di petrolio il contributo tariffario unitario, con riferimento al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2009;
  - stabilendo di aggiornare entro il 30 novembre di ogni anno il valore del contributo tariffario unitario;
- la formula di aggiornamento di cui al precedente alinea prevede una variazione del valore del contributo tariffario unitario in funzione della media aritmetica delle variazioni percentuali dei prezzi medi dell'energia per i clienti finali domestici valutati, per tre diversi indici, su periodi di riferimento di lunghezza pari a dodici mesi, tra il mese di ottobre di un anno e il mese di settembre dell'anno successivo (parametro E);
- tra il periodo ottobre 2007-settembre 2008 e il periodo ottobre 2008-settembre 2009 i prezzi dell'energia per i clienti finali domestici (parametro E nella formula di aggiornamento) sono diminuiti in media del 3,71% in ragione degli andamenti dei seguenti tre indici:
  - valore medio della tariffa monoraria D2 dell'energia elettrica venduta ai clienti domestici in regime di maggior tutela con un consumo annuo di 2.700 kWh e una potenza impegnata di 3 kW, al lordo delle imposte, che è passato da 16,88 c€/kWh a 17,16 c€/kWh;

- valore medio del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo con un consumo annuale di 1.400 m^3, al lordo delle imposte, che è passato da 71,25 c€/m^3 a 75,29 c€/m^3;
- valore medio del prezzo del gasolio per riscaldamento, al lordo delle imposte, che è passato da 130,34 c€/litro a 106,26 c€/litro.

Ritenuto necessario:

- provvedere alla rettifica degli errori materiali riscontrati nella deliberazione EEN 36/08 e, conseguentemente, nella deliberazione EEN 1/09 e nel testo integrato della deliberazione n. 219/04;
- aggiornare il contributo tariffario unitario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2010, in attuazione di quanto previsto all'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04 nel testo risultante dalle rettifiche introdotte dal presente provvedimento;
- fissare conseguentemente il contributo tariffario unitario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2010 pari a 92,22 €/tonnellata equivalente di petrolio

DELIBERA

1. di rettificare gli errori materiali riscontrati nella deliberazione EEN 36/08:
   a) nella parte motiva, sostituendo alla lettera c. dell'ultimo alinea dei considerata le parole "per autotrazione" con le parole "per riscaldamento";
   b) nel dispositivo, sostituendo all'ultimo alinea del punto 3 le parole "per autotrazione" con le parole "per riscaldamento";
2. di rettificare conseguentemente:
   a) il dispositivo della deliberazione EEN 1/09 sostituendo al nono alinea del punto 2 le parole "per autotrazione" con le parole "per riscaldamento";
   b) il dispositivo della deliberazione n. 219/04 come modificato e integrato dalla deliberazione EEN 36/08 sostituendo all'articolo 3, comma 1 le parole "per autotrazione" con le parole "per riscaldamento";
3. di fissare pari a 92,22 €/tonnellata equivalente di petrolio il contributo tariffario unitario previsto all'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04 nel testo risultante dalle rettifiche apportate con il presente provvedimento, con riferimento al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2010;
4. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.
5. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) le deliberazioni n. 219/04, EEN 36/08 e EEN 1/09 come risultanti dalle rettifiche apportate con il presente provvedimento.

Milano, 24 novembre 2009

Il presidente: Ortis

10A01303

DELIBERAZIONE 17 novembre 2009.

Aggiornamento, a decorrere dal 1° gennaio 2010, dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 marzo 2002, n. 42/02. (Deliberazione n. ARG/elt 174/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 17 novembre 2009

Visti:

- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164/00 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- la direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio 11 febbraio 2004, n. 2004/8/CE, in materia di cogenerazione (di seguito: direttiva 2004/8/CE);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07, recante attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia (di seguito: decreto legislativo n. 20/07);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 marzo 2002, n. 42/02, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 42/02);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 296/05 (di seguito: deliberazione n. 296/05);
- la deliberazione dell'Autorità 6 dicembre 2007, n. 307/07 (di seguito: deliberazione n. 307/07);
- la decisione 21 dicembre 2006 della Commissione europea;
- la decisione 19 novembre 2008 della Commissione europea;
- gli esiti dei ricorsi presentati innanzi al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia avverso la deliberazione n. 42/02.

Considerato che:

- l'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione n. 42/02 prevede che i valori per i parametri di riferimento η_{es}, $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, e i valori di LT_{min} e IRE_{min} siano periodicamente aggiornati dall'Autorità, al fine di tenere conto dell'evoluzione tecnologica del settore;

- ai sensi dell'articolo 3, commi 3.2, 3.3 e 3.4, della deliberazione n. 42/02, i valori dei parametri η_{es}, $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, LT_{min} e IRE_{min} assegnati inizialmente a ciascuna sezione rimangono fissi, ai fini dell'applicazione della medesima deliberazione:
    - per un periodo di dieci anni (quindici anni per le sezioni dotate di rete di distribuzione del calore utile prodotto) a partire dalla data di entrata in vigore della deliberazione n. 42/02 per ciascuna sezione esistente;
    - per un periodo di quindici anni (venti anni per le sezioni dotate di rete di distribuzione del calore utile prodotto) dalla data di entrata in esercizio di ciascuna sezione, a seguito di nuova realizzazione o rifacimento;
- con la deliberazione n. 296/05, l'Autorità ha aggiornato i valori dei parametri η_{es}, $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, LT_{min} e IRE_{min} per le sezioni entrate in esercizio nel biennio 2006-2007; e che, con la deliberazione n. 307/07, tali valori sono stati confermati anche per le sezioni entrate in esercizio nel biennio 2008-2009;
- l'articolo 3, comma 3.6, della deliberazione n. 42/02 prevede che agli impianti di nuova realizzazione per i quali, alla fine di un periodo di vigenza dei valori di riferimento dei parametri η_{es}, $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, LT_{min} e IRE_{min}, sono state assunte obbligazioni contrattuali in valore relativamente alla maggior parte dei costi di costruzione, si applichino i valori di riferimento previsti per il periodo precedente;
- continuano a mantenere validità le considerazioni esposte nella relazione tecnica alla deliberazione n. 42/02 e nella parte motiva della deliberazione n. 296/05 a sostegno della scelta dei valori dei parametri η_{es}, $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, LT_{min} e IRE_{min};
- i ricorsi presentati innanzi al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia avverso la deliberazione n. 42/02, che contestavano la scelta, da parte dell'Autorità, dei valori del parametro η_{es}, sono stati respinti;
- l'articolo 3, comma 1, del decreto legislativo n. 20/07 prevede che, fino al 31 dicembre 2010, la cogenerazione ad alto rendimento sia la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, cioè la cogenerazione che soddisfa i requisiti definiti dall'Autorità con la deliberazione n. 42/02; e che, a decorrere dall'1 gennaio 2011, la cogenerazione ad alto rendimento è invece la cogenerazione che rispetta i requisiti previsti dall'Allegato III alla direttiva 2004/8/CE, ripresi dall'Allegato III al decreto legislativo n. 20/07;
- la direttiva 2004/8/CE, come recepita dal decreto legislativo n. 20/07, non contiene tutti gli elementi necessari ai fini dell'applicazione della definizione di cogenerazione ad alto rendimento ivi inclusa.

Ritenuto opportuno:

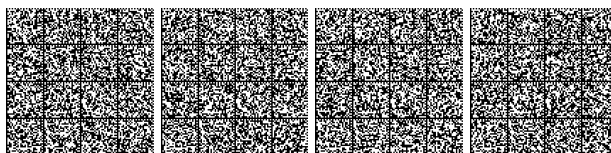
- non aggiornare i valori ad oggi vigenti dei parametri η_{es}, $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, LT_{min} e IRE_{min}, confermando i presupposti di cui alle predette deliberazioni e tenendo conto degli esiti dei ricorsi presentati innanzi al Tribunale Amministrativo Regionale della Lombardia avverso la deliberazione n. 42/02, in attesa della completa definizione delle linee guida per l'applicazione della definizione di cogenerazione ad alto rendimento di cui alla direttiva 2004/8/CE;
- prevedere, pertanto, che i valori dei parametri η_{es}, $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, LT_{min} e IRE_{min} da applicare nel caso di sezioni che entrano in esercizio nel 2010 siano i medesimi definiti dalla deliberazione n. 296/05, fermo restando quanto previsto dall'articolo 3, commi da 3.2 a 3.6, della deliberazione n. 42/02

DELIBERA

1. i valori dei parametri η_{es}, $\eta_{ts,civ}$, $\eta_{ts,ind}$, LT_{min} e IRE_{min} in vigore per l'anno 2010 sono i medesimi definiti dalla deliberazione n. 296/05, fermo restando quanto previsto dall'articolo 3, commi da 3.2 a 3.6, della deliberazione n. 42/02.
2. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

Milano, 17 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

10A01304

DELIBERAZIONE 17 novembre 2009.

Avvio del procedimento finalizzato alla individuazione dei soggetti titolari delle reti interne d'utenza di cui all'articolo 33 della legge 23 luglio 2009, n. 99 ed alla formulazione dell'elenco dei medesimi soggetti da comunicare al Ministero dello sviluppo economico. (Deliberazione n. ARG/elt 175/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 17 novembre 2009;

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, recante l'attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE (di seguito: decreto legislativo n. 115/08);
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, Supplemento ordinario n. 176, del 31 luglio 2009 (di seguito: legge n. 99/09);
- i decreti del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, aventi ad oggetto il rilascio delle concessioni per l'attività di distribuzione di energia elettrica;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 19 marzo 2002, n. 42/02 (di seguito: deliberazione n. 42/02);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 e, in particolare l'Allegato A (di seguito: TIT);
- la deliberazione dell'Autorità 18 novembre 2008, ARG/elt 163/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 163/08).

Considerato che:

- l'articolo 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95, stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità controlla lo svolgimento dei servizi con poteri di ispezione, di accesso, di acquisizione della documentazione e delle notizie utili;
- l'articolo 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95, stabilisce, tra l'altro, che l'Autorità emana le direttive concernenti la produzione e l'erogazione dei servizi da parte dei soggetti esercenti i servizi medesimi;
- l'articolo 33, comma 1, della legge n. 99/09, definisce le condizioni per l'identificazione delle reti interne d'utenza in quanto:

a) rete esistente alla data di entrata in vigore della predetta legge, ovvero è una rete di cui, alla medesima data, siano stati avviati i lavori di realizzazione ovvero siano state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
b) connette unità di consumo industriali, ovvero connette unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, purché esse siano ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel solo caso in cui le unità di produzione siano alimentate da fonti rinnovabili;
c) è una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi, fermo restando il diritto di ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete di connettersi, in alternativa alla rete con obbligo di connessione di terzi;
d) è collegata tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
e) ha un soggetto responsabile che agisce come unico gestore della medesima rete. Tale soggetto può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica;

- l'articolo 33, comma 3, lettera a), della legge n. 99/09, dispone, tra l'altro, che entro 60 giorni dalla data di entrata in vigore della medesima legge l'Autorità individui e comunichi al Ministero dello Sviluppo Economico l'elenco delle reti interne d'utenza;
- il medesimo articolo 33, ai commi 3, 4 e 7, dispone inoltre che l'Autorità:
  a) stabilisce le modalità con le quali è assicurato il diritto dei soggetti connessi alla rete interna d'utenza di accedere direttamente alle reti con obbligo di connessione di terzi;
  b) fissa le condizioni alle quali le singole unità di produzione e di consumo connesse nella rete interna d'utenza fruiscono del servizio di dispacciamento;
  c) definisce le modalità con le quali il soggetto responsabile della rete interna d'utenza provvede alle attività di misura all'interno della medesima rete, in collaborazione con i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi deputati alle medesime attività;
  d) formula proposte al Ministero dello sviluppo economico concernenti eventuali esigenze di aggiornamento delle vigenti concessioni di distribuzione, trasmissione e dispacciamento;
  e) effettua il monitoraggio ai fini del rispetto delle condizioni di cui al medesimo articolo 33;
  f) adegua le proprie determinazioni tariffarie per dare attuazione a quanto disposto nel medesimo articolo 33.
- le caratteristiche delle reti interne d'utenza, individuate in base alle disposizioni di cui ai precedenti alinea, possono costituire aspetti rilevanti al fine della successiva regolamentazione delle medesime reti.

Considerato inoltre che:

- i decreti del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, aventi ad oggetto il rilascio delle concessioni per l'attività di distribuzione di energia elettrica, e il TIT definiscono le reti con obbligo di connessione di terzi come le reti elettriche che, tra le altre, alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99, erano

gestite da soggetti diversi dalle imprese distributrici ed alle cui infrastrutture erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime;

- i medesimi decreti di concessione di cui al precedente alinea definiscono una diversa tipologia di rete interna d'utenza come una qualunque rete elettrica il cui gestore di rete non abbia l'obbligo di connessione di terzi, nonché la porzione della rete di proprietà della società Ferrovie dello Stato S.p.A. non facente parte della rete di trasmissione nazionale;
- gli stessi decreti dispongono che, limitatamente a tale tipologia di reti interne d'utenza ed alle linee dirette, il rilascio della concessione non comporta il riconoscimento di diritti di esclusiva, di priorità ovvero competenze o condizioni di maggior favore nell'accesso e nell'utilizzo delle stesse reti interne d'utenza;
- l'articolo 33, comma 1, lettera c), della legge n. 99/09, dispone che una rete interna d'utenza, tra le diverse caratteristiche, connetta utenze industriali e sia una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi;
- l'articolo 33, comma 1, lettera b), della legge n. 99/09, dispone anche che eventuali unità produttive connesse alla rete in oggetto debbano essere funzionalmente essenziali per il processo produttivo associato ad unità di consumo industriali connesse alla medesima rete.

Considerato infine:

- che il decreto legislativo n. 115/08, definisce, all'articolo 2, il Sistema efficiente d'utenza come un sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 10 Mwe complessivamente installata sullo stesso sito, alimentato da fonti rinnovabili o in assetto cogenerativo ad alto rendimento, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, e' direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale ed e' realizzato all'interno dell'area di proprietà o nella piena disponibilità del medesimo cliente;
- che il medesimo decreto legislativo dispone, all'articolo 10, che la regolazione dell'accesso al sistema elettrico sia effettuata facendo esclusivo riferimento all'energia elettrica scambiata con la rete elettrica sul punto di connessione. In tale ambito, l'Autorità prevede meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del presente decreto;
- nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione ARG/elt 163/08 relativo, tra l'altro, alla formazione di provvedimenti inerenti la regolamentazione delle reti elettriche nella disponibilità di soggetti con obbligo di connessione di terzi non concessionari di attività di trasmissione e distribuzione, gli Uffici dell'Autorità hanno richiesto alle principali imprese distributrici informazioni inerenti le medesime reti.

Ritenuto che:

- le reti esistenti alla data del decreto legislativo n. 79/99, alle quali erano connessi soggetti diversi dal gestore delle medesime reti, non rientrano nell'insieme delle reti interne d'utenza di cui alla legge n. 99/09;
- le reti senza obbligo di connessione di terzi esistenti alla data del decreto legislativo n. 79/99, e le linee dirette, non essendo sottoposte a diritti di esclusiva o competenze da parte dell'impresa distributrice, hanno potuto operare anche successivamente alla

data di entrata in vigore del medesimo decreto legislativo e, non essendovi un diritto di esclusiva in capo al concessionario dell'attività di distribuzione, potrebbero aver connesso soggetti terzi dopo tale data;
- successivamente alla data di entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99, potrebbero essere state realizzate reti elettriche conformi alle caratteristiche di cui all'articolo 33, comma 1, della legge n. 99/09;
- l'eventuale unità di produzione di energia elettrica connessa alla rete interna d'utenza sia considerata essenziale per il processo produttivo industriale quando il suo fuori servizio accidentale determina la riduzione imprevista dell'attività industriale associata, ovvero quando l'eventuale produzione di calore, qualora si tratti di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 42/02, è destinata ad un utilizzo di tipo industriale.

Ritenuto conseguentemente necessario e opportuno:

- avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di individuazione e regolazione delle reti interne d'utenza, ai sensi dell'articolo 33, comma 3, della legge n. 99/09;
- richiedere alle imprese distributrici l'elenco delle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi connesse in alta tensione e gestite da soggetti diversi sia dalle medesime imprese distributrici, sia da Terna sia dalla società Ferrovie dello Stato S.p.A.;
- prevedere che i soggetti gestori di reti aventi le caratteristiche di cui all'articolo 33, comma 1, della legge n. 99/09, dichiarino all'Autorità la sussistenza di tali caratteristiche fornendo le informazioni necessarie a verificare la veridicità di tale dichiarazione;
- prevedere, da parte degli Uffici dell'Autorità, eventuali ulteriori richieste di informazioni ai singoli soggetti interessati, ovvero alle imprese distributrici, a Terna o ad altri gestori di reti con obbligo di connessione di terzi;
- escludere dalla casistica di cui all'articolo 33, comma 1, della legge n. 99/09, i sistemi efficienti d'utenza in quanto, collegando un impianto di produzione con un'unità di consumo, non possono configurarsi come una rete che connette una pluralità di unità di consumo;
- escludere, dalla medesima casistica, i sistemi che connettono un impianto di produzione con un'unità di consumo entrambe nella titolarità del cliente finale autoproduttore ai sensi dell'articolo 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99

DELIBERA

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui al TIT, nonché le seguenti definizioni:

a) **rete interna d'utenza** è una rete elettrica il cui assetto è conforme a tutte le seguenti condizioni:

i. è una rete esistente alla data di entrata in vigore della legge n.99/09, ovvero e una rete di cui, alla medesima data, siano stati avviati i lavori di realizzazione ovvero siano state ottenute tutte le autorizzazioni previste dalla normativa vigente;
ii. connette unità di consumo industriali, ovvero connette unità di consumo industriali e unità di produzione di energia elettrica funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale, purché esse siano ricomprese in aree insistenti sul territorio di non più di tre comuni adiacenti, ovvero di non più di tre province adiacenti nel solo caso in cui le unità di produzione siano alimentate da fonti rinnovabili;
iii. è una rete non sottoposta all'obbligo di connessione di terzi, fermo restando il diritto per ciascuno dei soggetti ricompresi nella medesima rete di connettersi, in alternativa alla rete con obbligo di connessione di terzi;
iv. è collegata tramite uno o più punti di connessione a una rete con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
v. ha un soggetto responsabile che agisce come unico gestore della medesima rete. Tale soggetto può essere diverso dai soggetti titolari delle unità di consumo o di produzione, ma non può essere titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.

b) **impianto di produzione essenziale per il processo produttivo industriale** è unità di produzione di energia elettrica connessa alla rete interna d'utenza il cui fuori servizio accidentale determina la riduzione imprevista dell'attività industriale associata, ovvero la cui produzione di calore ad esso relativa, qualora si tratti di un impianto di produzione combinata di energia elettrica e calore di cui alla deliberazione dell'Autorità n. 42/02, è destinata ad un utilizzo di tipo industriale.

Articolo 2
Avvio di procedimento

2.1 E' avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di individuazione e regolazione delle reti interne d'utenza, ai sensi dell'articolo 33, comma 3, della legge n. 99/09.

2.2 Qualora si renda opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento:
i) possono essere convocate audizioni per la consultazione dei soggetti e degli operatori interessati, al fine dell'acquisizione di ulteriori elementi conoscitivi utili;
ii) possono essere diffusi documenti per la consultazione.

2.3 Di attribuire, congiuntamente, al Direttore della direzione Tariffe e al Direttore della direzione Mercati dell'Autorità, la responsabilità del procedimento.

Articolo 3

Richiesta di informazioni ai fini dell'individuazione delle reti interne d'utenza

3.1 Ai fini del procedimento di cui all'Articolo 2 del presente provvedimento, i soggetti responsabili della gestione di reti interne d'utenza, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, inviano all'Autorità una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante, predisposta utilizzato il formato riportato nell'Allegato 1 al presente provvedimento, contenete le seguenti informazioni:

a) informazioni relative al gestore della rete elettrica,
b) informazioni relative al proprietario della rete elettrica,
c) personale di riferimento del predetto gestore,
d) comune/i e provincia/e il cui territorio è interessato dalla presenza della rete elettrica;
e) conferma dell'assenza di soggetti terzi connessi alla rete elettrica alla data del 1 aprile 1999,
f) indicazione, per ciascun livello di tensione e con riferimento alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, del:
   i) numero e localizzazione dei punti di interconnessione con reti con obbligo di connessione di terzi,
   ii) numero, ragione sociale e natura dei clienti finali connessi alla rete,
   iii) elenco dei soggetti produttori di energia elettrica, con evidenza della connessione degli impianti di produzione essenziali per i processi produttivi industriali dei clienti finali connessi alla rete;
g) potenza massima, calcolata su base oraria, ed energia elettrica prelevata dalla rete con obbligo di connessione di terzi nell'anno 2008,
h) potenza massima, calcolata su base oraria, ed energia elettrica immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi nell'anno 2008;
i) schema unifilare della rete interna d'utenza, ivi incluso lo schema dell'impianto elettrico per la connessione della rete interna d'utenza alla rete con obbligo di connessione di terzi indicante i confini di proprietà degli impianti, con l'indicazione dei livelli di tensione, nonché dei punti di connessione interni alla rete interna medesima di unità di produzione e di consumo;
j) schema particellare dei terreni su cui insiste la rete interna di utenza indicando i riferimenti dei proprietari di ciascuna particella catastale.

3.2 Con successiva comunicazione del Direttore della direzione Tariffe dell'Autorità, possono essere richieste precisazioni e/o integrazioni delle informazioni sopra riportate.

Articolo 4

Richiesta di informazioni alle imprese distributrici

4.1 Ai fini del procedimento di cui all'Articolo 2 del presente provvedimento, ciascuna impresa distributrice individua le reti elettriche rientranti nella definizione di reti con obbligo di connessione di terzi, sub iii), riportata al comma 1.1 del TIT, comprese nel proprio ambito di concessione ed aventi, alla data della presente deliberazione, le seguenti caratteristiche:

a) interconnessione alla rete di distribuzione o alla rete di trasmissione nazionale in uno o più punti a tensione nominale non inferiore a 120 kV;
b) gestione da parte di soggetti non titolari di concessione di attività di trasmissione e dispacciamento, o di distribuzione dell'energia elettrica nel proprio ambito di concessione, e comunque diversi da Ferrovie dello Stato S.p.A.

4.2 Le imprese distributrici interessate dalla presenza delle reti di cui al precedente comma 4.1 nel proprio ambito di concessione, entro 30 giorni dalla data di pubblicazione del presente provvedimento, inviano all'Autorità, secondo il formato riportato nell'Allegato 2 del presente provvedimento, per ciascuna rete con obbligo di connessione di terzi di cui al precedente comma 4.1, le seguenti informazioni:
a) informazioni relative al gestore della rete elettrica,
b) informazioni relative al proprietario della rete elettrica,
c) comune/i e provincia/e il cui territorio è interessato dalla presenza della rete elettrica,
d) informazioni relative a prelievi ed immissioni di energia in corrispondenza di punti di interconnessione.

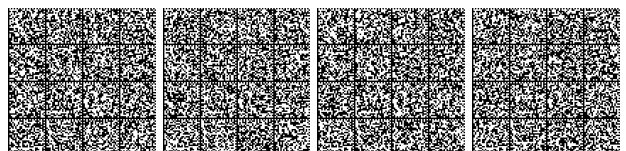
4.3 Con successiva comunicazione del Direttore della direzione Tariffe dell'Autorità, possono essere richieste precisazioni e/o integrazioni delle informazioni sopra riportate.

Articolo 5
Disposizioni finali

5.1 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 17 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *1*

All' Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Tariffe
Piazza Cavour, 5
20121 Milano

DICHIARAZIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 3, DELLA DELIBERAZIONE DELL'AUTORITÀ ARG/elt 175/09

Il/La Sottoscritto/a ____
(*Cognome*) (*Nome*)
nato/a a ______________________________, (prov.___), il ____________________,
codice fiscale _________________________
in quanto legale rappresentante della Società __________________________________
consapevole delle sanzioni penali previste dall'articolo 76 del D.P.R. n. 445/2000 in caso di rilascio di dichiarazioni mendaci, ovvero di formazione od utilizzo di atti falsi,
Premesso che:

- l'articolo 33, comma 1, della legge 23 luglio 2009, n. 99, definisce le reti interne d'utenza (RIU);
- il comma 1.1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità n. 348/07, definisce le "reti con obbligo di connessione di terzi";

DICHIARA

che, alla data di entrata in vigore della deliberazione dell'Autorità ARG/elt 175/09,

- è responsabile della gestione di una RIU conforme alle caratteristiche di cui all'articolo 33, comma 1, della legge 23 luglio 2009, n. 99;
- la medesima rete non è sottoposta all'obbligo di connessione di terzi;
- la prima unità di consumo, diversa dal gestore di rete operativo alla data di connessione, è stata connessa alla rete in oggetto in data ……….
- la società …………………… è titolata alla gestione della rete medesima sulla base di ………. *(indicare l'atto che attesta la titolarità)…* e non è titolare di concessioni di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione di energia elettrica.

Relativamente alla rete oggetto della presente dichiarazione, <u>di cui si invia in allegato lo schema unifilare e lo schema particellare dei terreni su cui insiste la rete con l'indicazione dei riferimenti proprietari di ciascuna particella catastale</u>, si forniscono le seguenti informazioni:

Tabella 1 - Riferimenti della rete in oggetto

	Ragione sociale	**Indirizzo**	**Referente**	**Recapito**
Gestore				
Proprietario				

Tabella 2 - Territorio servito dalla rete in oggetto

Provincia	Comune

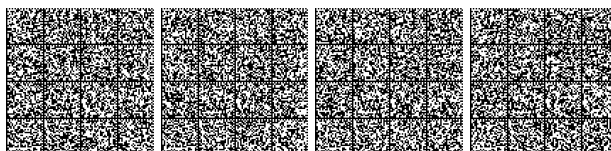
Tabella 3 - Unità di consumo connesse alla rete in oggetto

Tensione	N°	Ragione sociale	Destinazione d'uso(*)
AT	1		
	2		
	3		
	…..		
MT	1		
	2		
	3		
	…..		
AT	1		
	2		
	3		
	…..		

(*) Industriale, terziario, agricolo, domestico etc.

Tabella 4 - Unità di produzione connesse alla rete in oggetto

Tensione	N°	Ragione sociale	Fonte Rinnovabile(*)	Essenzialità(**)		
				E	T	Altro
AT	1					
	2					
	….					
MT	1					
	2					
	…					
BT	1					
	2					
	….					

(*) Barrare la casella se l'unità di produzione è alimentata a fonte rinnovabile
(**) Barrare la casella:

- "E" se il fuori servizio dell'impianto di produzione determina una riduzione della produzione industriale
- "T" se la produzione termica dell'impianto di produzione cogenerativo ha un utilizzo industriale
- "Altro" per i casi diversi dai precedenti, specificando i motivi dell'essenzialità dell'impianto produttivo nei confronti dei processi industriali delle unità di consumo connesse alla rete in oggetto.

Interconnessioni con reti con obbligo di connessione di terzi

N°	Localizzazione	Livello di tensione	Prelievi 2008		Immissioni 2008	
			Potenza(*) (MW)	Energia(**) (MWh)	Potenza (MW)	Energia (MWh)
1						
2						
….						

(*) Potenza massima, calcolata su base oraria
(**) Energia complessiva annua

Cordiali saluti.

Firma del legale rappresentante

La presente dichiarazione costituisce
DICHIARAZIONE SOSTITUTIVA DI ATTO DI NOTORIETA'
AI SENSI DEGLI ARTICOLI 38 E 47 DEL DPR n. 445/2000 E S.M.I.

ALLEGATO *2*

All' Autorità per l'energia elettrica e il gas
Direzione Tariffe
Piazza Cavour, 5
20121 Milano

Oggetto: Procedimento RIU - Informazioni ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione dell'Autorità ARG/elt 175/09

Tabella 1 - Elenco reti con obbligo di connessione di terzi interconnesse tramite uno o più punti di interconnessione con tensione nominale non inferiore a 120 kV

	Denominazione
1	
2	
3	
…	

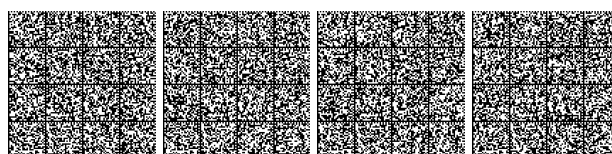
Per ciascuna delle reti di cui alla Tabella 1 si forniscono le informazioni richieste dall'articolo 4 della deliberazione dell'Autorità ARG/elt 175/09

RETE 1: ***(denominazione)***

Tab A – Proprietà e gestione della rete

	Ragione sociale	**Indirizzo**	**Referente**	**Recapito**
Gestore				
Proprietario				

Tab. B - Territorio servito dalla rete

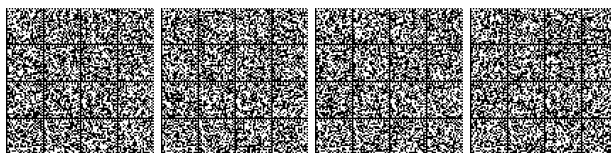
Provincia	**Comune**

Tab. C – Caratteristiche dei punti di interconnessione reti con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale non inferiore a 120 kV

N°	Localizzazione	Prelievi 2008		Immissioni 2008	
		Potenza(*) (MW)	Energia(**) (MWh)	Potenza (MW)	Energia (MWh)
1					
2					
….					

(*) Potenza massima, calcolata su base oraria

(**) Energia complessiva annua

N.B. Le informazioni di cui alle tabelle A, B e C, devono essere fornite per ciascuna delle reti elencate nella tabella 1

10A01305

DELIBERAZIONE 19 novembre 2009.

Proroga dei termini di applicazione dei corrispettivi PED non monorari ai clienti domestici. (Deliberazione n. ARG/elt 177/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 19 novembre 2009

Visti:

- la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- la legge 3 agosto 2007, n. 125 di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, approvato con deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIV);
- la deliberazione dell'Autorità 9 maggio 2008, ARG/elt 56/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 56/08);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) approvato con la deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (di seguito: TIS);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2009, ARG/elt 112/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 112/09);
- la deliberazione dell'Autorità 14 ottobre 2009, ARG/elt 149/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 149/09);
- il documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 36/09 intitolato "Corrispettivi di vendita differenziati per fasce orarie ai clienti finali domestici serviti in maggior tutela: definizione di strumenti di gradualità" (di seguito: DCO 36/09);

- il documento per la consultazione 19 novembre 2009, DCO 37/09 intitolato "Ipotesi di incremento della potenza prelevabile nelle ore a basso carico per utenze domestiche con rilevazione dei prelievi per fasce orarie" (di seguito: DCO 37/09).

Considerato che:

- nell'ambito del servizio di maggior tutela il TIV, così come modificato dalla deliberazione ARG/elt 56/08, ha previsto l'applicazione di corrispettivi *PED* differenziati per fasce orarie e per mesi o raggruppamenti di mesi con riferimento a tutti i punti di prelievo trattati orari o trattati per fascia ai sensi del TIS, disponendo che tale applicazione avvenga:
  - secondo tempistiche differenziate per i clienti finali domestici e non domestici e, all'interno di questi ultimi, secondo il livello di potenza disponibile;
  - decorso un periodo nel quale il cliente finale abbia avuto evidenza dei consumi differenziati per ciascuna fascia oraria e per mesi o raggruppamenti di mesi nelle proprie fatture, pur in presenza di continuità dell'applicazione dei corrispettivi *PED* precedentemente applicati (di seguito: periodo di comunicazione in fattura dei consumi differenziati temporalmente);
- con particolare riferimento ai clienti domestici, la deliberazione ARG/elt 56/08 ha previsto un'applicazione automatica ed obbligatoria dei corrispettivi PED differenziati nella fascia oraria F1 e nel raggruppamento delle fasce orarie F2 e F3, e altresì differenziati per i raggruppamenti di mesi R1 e R2 (di seguito: prezzi biorari) a partire dall'1 gennaio 2010;
- l'Autorità con la deliberazione ARG/elt 112/09 ha posticipato la scadenza di cui al precedente alinea all'1 aprile 2010, anche alla luce degli ulteriori obblighi informativi e di comunicazione nei confronti dei clienti finali posti in capo agli esercenti la maggior tutela e indicati nella medesima deliberazione;
- con la deliberazione ARG/elt 149/09 è stata sospesa l'efficacia dei punti 2, 3 e 6 e degli allegati A e B della deliberazione ARG/elt 112/09, anche per tenere conto delle ulteriori esigenze emerse da parte delle Associazioni rappresentative dei consumatori circa la necessità di migliorare ulteriormente le modalità di comunicazione, per rendere maggiormente consapevole il cliente finale degli effetti insiti nel passaggio all'applicazione automatica e obbligatoria ai prezzi biorari a regime, nonché delle ulteriori esigenze emerse da parte delle Associazioni rappresentative degli esercenti il servizio di maggior tutela, per effettuare approfondimenti tecnici per la piena attuazione delle disposizione emanate dall'Autorità;
- il DCO 36/09, al fine di andare incontro alle esigenze delle Associazioni rappresentative dei consumatori, ha proposto misure di gradualità in vista dell'applicazione automatica ed obbligatoria a tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela dei prezzi biorari.

Ritenuto che sia:

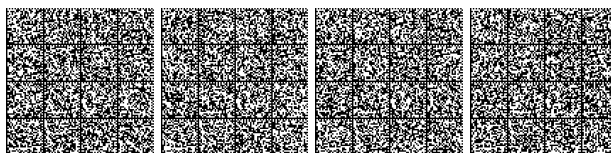
- opportuno, anche al fine di aumentare la consapevolezza del passaggio ai prezzi biorari espressa dalle Associazioni rappresentative dei consumatori e di garantire nel contempo l'introduzione forme di gradualità in vista dell'applicazione automatica ed obbligatoria a tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela dei prezzi biorari, prevedere che l'applicazione dei prezzi biorari per i clienti domestici avvenga a partire dal 1° luglio 2010, modificando a tal fine il TIV;
- altresì opportuno prevedere che, nelle more della modifica degli Allegati A e B della deliberazione ARG/elt 112/09 come previsto dalla deliberazione ARG/elt 149/09 e degli esiti della consultazione di cui ai documenti DCO 36/09 e DCO 37/09, sia inserita una prima informativa in bolletta di carattere generale che fornisca ai clienti domestici una sintetica rappresentazione dell'impatto dei corrispettivi PED differenziati per fascia oraria sulla loro spesa per i consumi elettrici;
- opportuno fornire agli esercenti il *format* del testo dell'informativa generale di cui al precedente alinea e che tale informativa debba essere inviata unitamente ai documenti di fatturazione in corrispondenza del terzultimo periodo di fatturazione antecedente l'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per fascia oraria.

DELIBERA

1. di modificare il TIV nei termini sotto indicati:
   a. al comma 27.5 le parole "31 marzo 2010" sono sostituite dalle parole "30 giugno 2010";

   b. al comma 27.6bis le parole "1 aprile 2010" sono sostituite dalle parole "1 luglio 2010";
   c. il comma 27.8 è sostituito dal seguente comma:

   "27.8 Con riferimento ai clienti finali titolari di punti di prelievo della tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a), l'informativa di cui al comma 8.1bis:
   a) continua ad essere inviata a tutti i clienti finali per i quali l'esercente la maggior tutela vi abbia provveduto relativamente al mese di luglio 2009 e/o al mese di agosto 2009;
   b) fino al 30 giugno 2010, viene inviata ai clienti finali a partire dalla prima fattura relativa al mese in cui l'esercente la maggior tutela ha ricevuto dall'impresa distributrice i dati di misura differenziati per fasce orarie.

   Nei casi di cui alle precedenti lettere a) e b), l'esercente la maggior tutela è tenuto a inviare l'informativa fino alla data di applicazione dei

corrispettivi PED non monorari, definiti come somma degli elementi di cui al comma 7.3, lettera c) e al comma 7.4. lettera c).";

2. di prevedere che a partire dal 1° gennaio 2010 e fino ad interessare tutti i clienti domestici, ciascun esercente la maggior tutela alleghi alla bolletta dei clienti domestici, i cui misuratori siano già stati programmati per fascia e per mese, in corrispondenza al terzultimo periodo di fatturazione antecedente l'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per fascia oraria una informativa generale secondo quanto riportato in Allegato 1 al presente provvedimento di cui forma parte integrante e sostanziale;
3. di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione;
4. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il testo del TIV come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

Milano, 19 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *1*

IMPORTANTE

PER LA SUA BOLLETTA IN ARRIVO I NUOVI PREZZI BIORARI

Gentile Cliente,

fra **sei mesi**, alla Sua *bolletta* dell'energia elettrica saranno applicati nuovi **'*prezzi biorari*'**, differenziati a seconda delle diverse ore della giornata e dei giorni della settimana, in attuazione di quanto previsto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

In questo modo, Lei pagherà l'elettricità ad un prezzo più basso la sera, la notte, la mattina presto ed i fine settimana, quando la richiesta ed i costi dell'elettricità sono minori. Il prezzo sarà invece più alto durante le giornate feriali, quando la domanda e i costi dell'elettricità sono maggiori.

Il nuovo sistema di *prezzi biorari* Le offrirà opportunità di risparmio,favorirà una maggiore equità tra consumatori e promuoverà, a vantaggio di tutti, l'uso efficiente dell'energia e la tutela dell'ambiente.

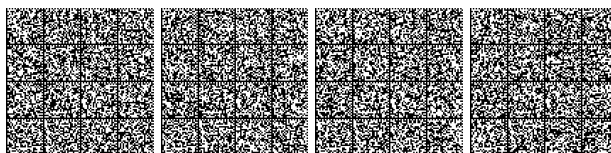
Come funzionerà il nuovo sistema di *prezzi biorari*?

Con i *prezzi biorari*, l'energia elettrica:

- costerà di meno dalle 19 alle 8 dei giorni feriali ed in tutte le ore dei sabati, domeniche e altri giorni festivi; questi periodi saranno indicati nella sua bolletta come *fasce orarie* "F2 e F3"

- costerà di più per i consumi dalle 8 alle 19 dei giorni feriali; questo periodo sarà indicato nella sua bolletta come *fascia oraria* "F1"

	giorni feriali	**sabato, domenica e giorni festivi**
dalle ore 0.00 alle ore 8.00	F2 e F3 (tratteggiato)	F2 e F3 (tratteggiato)
dalle ore 8.00 alle ore 19.00	F1 (scuro)	F2 e F3 (tratteggiato)
dalle ore 19.00 alle ore 24.00	F2 e F3 (tratteggiato)	F2 e F3 (tratteggiato)

(tratteggiato)	Fasce orarie F2 e F3, nelle quali l'energia elettrica costerà meno
(scuro)	Fascia oraria F1, nella quale l'energia elettrica costerà di più

I *prezzi biorari* saranno via via applicati a tutti i consumatori dotati, come Lei, di nuovi contatori elettronici in grado di misurare i consumi nelle diverse fasce orarie “F1” ed “F2 e F3”.
L’Autorità per l’energia ha previsto che Lei riceva, con le prossime *bollette,* altre **due comunicazioni simili a questa** prima che le vengano applicati i nuovi prezzi biorari, in modo da garantirLe per tempo le informazioni necessarie.

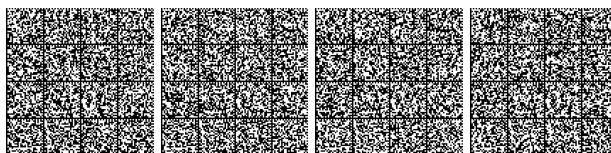
Come informarsi sui Suoi consumi?
Già in questa *bolletta* Lei può trovare le informazioni sui Suoi consumi, divisi secondo le due diverse *fasce orarie* (*fasce “F2 e F3”* oppure *“F1”*).
Queste informazioni Le permetteranno di conoscere come sono ripartiti i Suoi consumi nelle due diverse *fasce orarie* (più o meno costose) e come i nuovi *prezzi biorari* potranno influenzare, fra sei mesi, la Sua spesa per l’energia elettrica.

Come sfruttare le opportunità di risparmio?
Per trarre vantaggio dal nuovo sistema è utile abituarsi a concentrare più di due terzi (più del 66%) dei propri consumi di elettricità negli orari più convenienti: dalle 19 alle 8 dei giorni feriali ed in tutte le ore dei sabati, domeniche ed altri festivi. Per risparmiare, sarà necessario usare alcuni elettrodomestici negli orari e nei giorni con prezzi più convenienti.

Utilizzare eccessivamente l’elettricità nelle ore più costose (dalle 8 alle 19 dei giorni feriali) potrà invece comportare un aumento della spesa.

Saranno disponibili anche altre soluzioni?
Per tutti i consumatori esiste già una piena libertà di scelta fra diversi contratti di fornitura; perciò, nel caso Lei non preferisse la soluzione *prezzi biorari* prevista dall’Autorità, potrà scegliere (ora o in ogni momento futuro) altre soluzioni sul mercato. Per facilitare le Sue valutazioni nella scelta, l’Autorità ha messo a disposizione lo strumento *Trova offerte,* già accessibile tramite il *sito* o il *numero verde* indicati di seguito, attraverso il quale potrà trovare alcune delle soluzioni via via disponibili.

Ulteriori informazioni
Se desidera ulteriori informazioni, può chiamare il Suo fornitore ai riferimenti indicati in bolletta, oppure il numero verde 800.166.654 o consultare i siti internet www.autorita.energia.it e www.acquirenteunico.it, ricercando la voce *prezzi biorari* o *trova offerte*.

10A01306

DELIBERAZIONE 20 novembre 2009.

Determinazione delle misure e dei corrispettivi di cui all'articolo 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n. 99, recante «Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia». (Deliberazione n. ARG/elt 179/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 20 novembre 2009

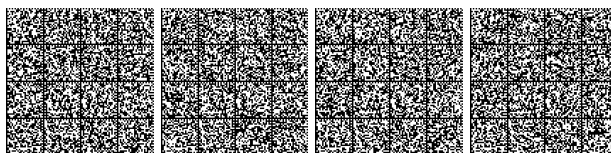
Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (di seguito: legge n. 99/09)
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito con modificazioni in legge 27 ottobre 2003, n. 290 (di seguito: legge 290/03);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive (ora Ministro dello Sviluppo Economico, di seguito: MSE) 21 ottobre 2005 (di seguito: decreto 21 ottobre 2005);
- la deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la comunicazione della società Terna Spa (di seguito: Terna) del 14 ottobre 2009, prot. Autorità n. 61383 del 20 ottobre 2009 (di seguito: prima comunicazione Terna);
- la comunicazione del Dipartimento per l'energia del MSE a Terna del 30 ottobre 2009, prot. Autorità n. 63941 del 3 novembre 2009 (di seguito: comunicazione MSE);
- la comunicazione di Terna del 12 novembre 2009, prot. Autorità n. 67710 del 17 novembre 2009 (di seguito: seconda comunicazione Terna).

Considerato che:

- l'articolo 32 della legge n. 99/09 prevede:
  - al comma 1, che, "al fine di contribuire alla realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica, la società Terna Spa provvede, a fronte di specifico

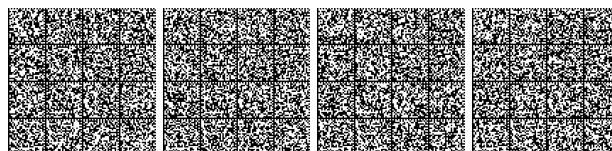
finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, a programmare, costruire ed esercire a seguito di specifici mandati dei medesimi soggetti uno o più potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero nella forma di «*interconnector*» ai sensi del regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, nonché le necessarie opere di decongestionamento interno della rete di trasmissione nazionale, in modo che venga posto in essere un incremento globale fino a 2000 MW della complessiva capacità di trasporto disponibile con i Paesi esteri, in particolare con quelli confinanti con il nord dell'Italia.";

- al comma 2, che, ai fini di cui all'alinea precedente, "Terna Spa comunica un elenco di massima di possibili infrastrutture da realizzare ai sensi del comma 1 e delle relative opere al Ministro dello sviluppo economico ed all'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge.";
- al comma 3, che "entro sessanta giorni dal termine di cui al comma 2, Terna Spa organizza una procedura concorsuale per la selezione dei soggetti che intendono sostenere il finanziamento dei singoli *interconnector*, specificando nel bando le misure ed i corrispettivi di cui al comma 6 per il singolo *interconnector* …";
- al comma 4, che la partecipazione alle procedure concorsuali di cui all'alinea precedente sia limitata a clienti finali, anche raggruppati in forma consortile fra loro, titolari di punti di prelievo caratterizzati da ben individuate modalità di utilizzazione; e che la perdita di titolarità di detti punti di prelievo comporti la decadenza dai relativi diritti, ferme restando le eventuali obbligazioni assunte nei confronti di Terna;
- al comma 6, che l'Autorità adotti entro trenta giorni dal termine di cui al comma 2 del medesimo articolo 32, provvedimenti che:
  - disciplinino misure volte a consentire, a partire dalla conclusione del contratto di mandato per la programmazione e la progettazione di cui al comma 3 dell'articolo 32 e fino alla messa in servizio dell'*interconnector* e comunque per un periodo non superiore a sei anni, l'esecuzione, nei limiti della capacità di trasporto oggetto della richiesta di esenzione di cui al medesimo comma 3, degli eventuali contratti di approvvigionamento all'estero di energia elettrica (di seguito: contratti di approvvigionamento all'estero) per la fornitura ai punti di prelievo dei clienti finali selezionati nelle procedure concorsuali di cui al medesimo comma 3 (di seguito: "soggetti selezionati");
  - determinino i corrispettivi che i clienti finali selezionati sono tenuti a riconoscere, in ragione del costo efficiente per la realizzazione e la gestione di efficaci infrastrutture di potenziamento, a Terna a fronte delle predette misure;
  - determinino le modalità per la copertura delle eventuali differenze maturate in capo a Terna tra detti corrispettivi ed i costi conseguenti al rendere possibile l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero nell'ambito delle medesime misure di cui sopra;
- al comma 7, che i provvedimenti dell'Autorità di cui al precedente alinea prevedano il diritto dei soggetti selezionati di avvalersi delle misure previste in detti provvedimenti, a fronte dei relativi corrispettivi, non oltre l'eventuale

esercizio del diritto di rinuncia alla realizzazione dell'infrastruttura e di cui al comma 4 del medesimo articolo 32.

Considerato, inoltre, che:

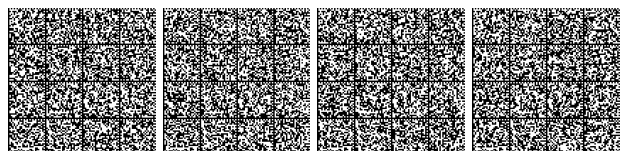
- Terna ha trasmesso con la prima comunicazione Terna una indicazione preliminare dei potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero realizzabili ai sensi di quanto disposto all'articolo 32 della legge n. 99/09;
- l'MSE ha richiesto, con la comunicazione MSE, a Terna di individuare le infrastrutture valutate fattibili e caratterizzare meglio l'incremento della capacità di interconnessione sulle singole frontiere quantomeno in termini di caratteristiche realizzative standard o di massima, nonché di rendere noti al più presto tali elementi all'Autorità in modo da consentire una valutazione dei costi efficienti delle infrastrutture e da definire il relativo sistema di corrispettivi;
- Terna ha trasmesso con la seconda comunicazione Terna un nuovo elenco, dettagliato e corredato di informazioni relative ai costi standard minimi di realizzazione, di potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero realizzabili ai sensi di quanto disposto all'articolo 32 della legge n. 99/09.

Considerato, altresì, che:

- le misure volte a consentire gli eventuali contratti di approvvigionamento all'estero prima della messa in servizio dei relativi *interconnector* debbano produrre effetti analoghi a quelli che si avrebbero qualora l'*interconnector* fosse già stato effettivamente realizzato;
- quanto al punto precedente richiede che dette misure prevedano che i soggetti selezionati:
  - dimostrino di avere effettivamente concluso dei contratti di approvvigionamento all'estero;
  - rendano effettivamente disponibile l'energia elettrica oggetto dei contratti di approvvigionamento all'estero nei mercati esteri "limitrofi", dai quali sarebbe possibile raggiungere il mercato italiano senza significativi costi di congestione in presenza dell'*interconnector*; restando eventualmente a carico dei medesimi soggetti selezionati gli eventuali oneri e/o benefici connessi al trasporto dell'energia sino a detti mercati limitrofi;
  - ottengano, contestualmente, la disponibilità nel mercato italiano della medesima quantità di energia resa disponibile all'estero;
- per quanto sopra, le suddette misure devono prevedere l'individuazione di uno o più soggetti (di seguito: "*shipper*") che si impegnino a rendere disponibile ai soggetti selezionati nel mercato italiano una quantità di energia corrispondente a quella da questi resa disponibile ai medesimi *shipper* all'estero e comunque non superiore a quella corrispondente alla capacità di trasporto di cui al contratto di mandato stipulato ai sensi dell'articolo 32, comma 4, della legge n. 99/09;
- per minimizzare i costi connessi a dette misure e, conseguentemente, le esigenze di copertura di Terna di cui all'articolo 32, comma 6 della legge n. 99/09, gli *shipper* devono essere individuati attraverso procedure concorsuali sulla base del

corrispettivo richiesto per il servizio, consistente nel rendere disponibile in Italia una quantità di energia corrispondente a quella ritirata all'estero;

- con riferimento ai potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero di cui alla seconda comunicazione Terna e che interessano Paesi diversi da quelli confinanti con il nord dell'Italia nei quali non sono ad oggi presenti mercati liquidi e concorrenziali dell'energia elettrica all'ingrosso che consentano di dare un apprezzabile valore di mercato all'energia elettrica resa disponibile in questi Paesi, non è garantito un esito concorrenziale nella selezione degli *shipper* che si impegnino a rendere disponibile in Italia una quantità di energia corrispondente a quella loro resa disponibile in detti Paesi;
- la durata delle misure in oggetto, che comunque non può essere superiore a 6 (sei) anni, è incerta, essendo funzione dell'effettiva entrata in operatività degli *interconnector*;
- ad un più ampio orizzonte temporale per cui gli *shipper* si impegnano a rendere disponibile in Italia una quantità di energia corrispondente a quella ritirata all'estero, corrisponde un maggiore rischio mercato da questi assunto con riferimento al valore relativo dell'energia in Italia ed all'estero;

Ritenuto che sia opportuno:

- determinare i corrispettivi che i clienti finali selezionati nelle procedure di cui al comma 3, dell'articolo 32, della legge n. 99/09, sono tenuti a riconoscere a Terna ai sensi del comma 6 del medesimo articolo, utilizzando le informazioni di cui alla seconda comunicazione Terna nonché altri parametri ed elementi di costo, relativi, ad esempio, alla vita utile degli investimenti, ai costi di gestione e al costo del capitale, analoghi a quelli utilizzati nella regolazione della rete di trasmissione di Terna;
- al fine di ridurre il rischio mercato che sarebbe sostenuto dagli *shipper* e, quindi, di minimizzare le esigenze di copertura di Terna, così come per tenere conto dell'incertezza sulla data di effettiva entrata in operatività degli *interconnector*, gli *shipper* siano individuati attraverso procedure concorsuali da tenersi con cadenza annuale e che, conseguentemente, gli *shipper* assumano l'impegno a rendere disponibile in Italia una quantità di energia corrispondente a quella ritirata all'estero in tutte le ore dell'anno solare successivo;
- dette procedure concorsuali per l'individuazione degli *shipper* siano condotte da Terna sulla base di procedure efficienti e non discriminatorie dalla stessa disciplinate sulla base di criteri definiti dall'Autorità; e che dette procedure siano trasmesse all'Autorità per l'approvazione;
- prevedere che, con riferimento a ciascun *interconnector* di cui alla seconda comunicazione Terna e che interessa Paesi confinanti con il nord dell'Italia:
  - i corrispettivi a carico dei corrispondenti soggetti selezionati siano differenziati in relazione del Paese confinante interessato dall'*interconnector*;
  - i mercati esteri nei quali i soggetti selezionati siano tenuti a rendere disponibile agli *shipper* l'energia elettrica oggetto dei loro contratti di approvvigionamento all'estero siano determinati da detti soggetti selezionati prima delle procedure concorsuali di individuazione degli *shipper* e scelti tra quelli dei seguenti Paesi indipendentemente dalla frontiera cui l'*interconnector* si riferisce:

- Austria;
  - Francia;
  - Germania;
  - Slovenia;
  - Svizzera.
- prevedere, con riferimento all'*interconnector* di cui alla seconda comunicazione Terna che interessa Paesi diversi da quelli confinanti con il nord dell'Italia, la determinazione di corrispettivi a carico dei corrispondenti soggetti selezionati sia pari al più elevato tra i corrispettivi determinati per gli altri *interconnector*; e che anche le misure per consentire l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero prima dell'effettiva entrata in esercizio dell'*interconnector* siano, conseguentemente, definite con riferimento ai mercati dei medesimi Paesi di cui al punto precedente;
- che le eventuali differenze maturate in capo a Terna tra corrispettivi applicati ai soggetti selezionati ed i costi conseguenti al rendere possibile l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero prima dell'effettiva entrata in esercizio dell'*interconnector* siano conguagliate attraverso il corrispettivo di cui all'articolo 44 dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- modificare con successivo provvedimento la deliberazione n. 111/06 al fine di recepire l'esigenza di conguaglio di cui la precedente punto;

DELIBERA

1. Di approvare il seguente provvedimento:

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, come successivamente integrato e modificato, nonché le seguenti:

- **aste per l'importazione virtuale** sono le procedure concorsuali che Terna svolge su base annuale conformemente a quanto previsto nel presente provvedimento per la selezione degli *shipper* che si impegnano a svolgere il servizio di importazione virtuale con riferimento all'anno solare successivo;
- **corrispettivo per l'interconnessione virtuale** è il corrispettivo espresso in euro/MW/anno determinato dall'Autorità ai sensi dell'articolo 32, comma 6, della legge n. 99/09 e che i soggetti selezionati sono tenuti a riconoscere a Terna a fronte delle misure volte a consentire, a partire dalla conclusione del contratto di mandato per la programmazione e la progettazione di cui all'articolo 32, comma 3, della legge n. 99/09, fino alla messa in servizio dell'*interconnector* e comunque per un periodo non superiore a sei anni, l'esecuzione, nei limiti della capacità di trasporto oggetto della richiesta di

esenzione di cui al medesimo comma 3, degli eventuali contratti di approvvigionamento all'estero;

- **interconnector** è ciascuno dei potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero di cui all'articolo 32 della legge n. 99/09;
- **misure per l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero** sono le misure di cui all'articolo 32, comma 6, della legge n. 99/09 volte a consentire, a partire dalla conclusione del contratto di mandato per la programmazione e la progettazione di cui al comma 3, del medesimo articolo, fino alla messa in servizio dell'*interconnector* e comunque per un periodo non superiore a sei anni, l'esecuzione, nei limiti della capacità di trasporto oggetto della richiesta di esenzione di cui allo stesso comma 3, degli eventuali contratti di approvvigionamento all'estero;
- **PCE** è la piattaforma informatica gestita dalla società Gestore del Mercato Elettrico Spa per la registrazione nei Conti Energia a Termine, di cui all'articolo 20 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, degli acquisti e delle vendite a termine nonché dei programmi C.E.T. post-MGP di immissione e di prelievo presentati in esecuzione di tali acquisti e vendite;
- **Regolamento** è il regolamento disciplinante le aste per l'importazione virtuale;
- **servizio di importazione virtuale** è il servizio, disciplinato nel contratto concluso dagli *shipper* con Terna in esito alle aste per l'importazione virtuale, che prevede che sia resa disponibile ai soggetti che usufruiscono del servizio una quantità di energia sulla PCE corrispondente a quella da questi resa disponibile agli *shipper* all'estero;
- ***shipper*** è un soggetto selezionato attraverso le aste per l'importazione virtuale che si assume l'impegno a svolgere il servizio di importazione virtuale in tutte le ore dell'anno solare successivo;
- **soggetto selezionato** è uno dei soggetti selezionati in esito alle procedure concorsuali di cui all'articolo 32, comma 3, della legge n. 99/09.

Articolo 2
Oggetto

2.1 Il presente provvedimento ha ad oggetto le disposizioni che l'Autorità assume ai sensi dell'articolo 32, comma 6, della legge n. 99/09.

Articolo 3
Obblighi dei soggetti selezionati

3.1 I soggetti selezionati che intendano avvalersi delle misure per l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero a partire dal 2010 sono tenuti a:

a) fare esplicita richiesta, nei termini indicati da Terna e comunque prima dell'avvio delle aste per l'importazione virtuale relativa all'anno solare 2010, di avvalersi delle misure per l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero per gli anni solari successivi; la richiesta contiene almeno i seguenti elementi:

i) il mercato del Paese estero, individuato tra quelli di cui al comma 3.4, nel quale il soggetto si impegna a rendere disponibile agli *shipper*, secondo le modalità indicate da Terna nel contratto di cui al comma 3.2, l'energia elettrica di cui richiede l'importazione virtuale;

ii) la quantità, costante in tutte le ore dell'anno, di energia elettrica di cui richiede l'importazione virtuale per una potenza comunque non superiore a quella per cui il soggetto è stato complessivamente selezionato nelle procedure concorsuali di cui all'articolo 32, comma 3, della legge n. 99/09;

Il soggetto selezionato può modificare, su base annuale, il mercato del Paese estero rispetto a quanto indicato per gli anni precedenti nonché, sempre nel rispetto di quanto previsto ai commi 3.2 e 3.3, le quantità di energia elettrica per cui richiede l'importazione, purché detta modifica sia notificata a Terna con adeguato anticipo rispetto alle relative aste per l'importazione virtuale;

b) dare evidenza a Terna, nei termini dalla stessa determinati, dell'avvenuta sottoscrizione di contratti di approvvigionamento all'estero per quantità di energia elettrica almeno corrispondenti a quelle per le quali si richiede di avvalersi delle misure per l'esecuzione dei medesimi contratti;

c) sottoscrivere con Terna il contratto di cui al comma 3.2.

3.2 Terna predispone e rende disponibile ai soggetti selezionati che intendano avvalersi delle misure per l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero un contratto che disciplina tra l'altro:

a) i corrispettivi per l'interconnessione virtuale che i soggetti selezionati devono versare a Terna; detti corrispettivi sono riconosciuti su base mensile e sono determinati come pari alla somma per ciascun *interconnector* dei prodotti tra:

   i) la capacità, espressa in MW, relativa a detto *interconnector* per cui il soggetto è risultato selezionato nelle procedure concorsuali di cui all'articolo 32, comma 3, della legge n. 99/09;

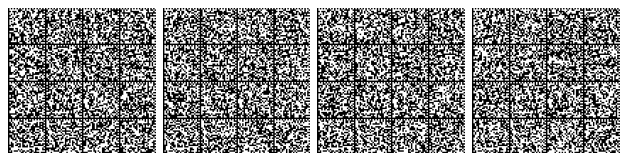
   ii) il corrispettivo, espresso in euro/MW/anno, di cui all'articolo 6, relativo alla frontiera cui l'*interconnector* si riferisce;

b) la quantità, espressa in MWh, di energia elettrica oggetto dell'importazione virtuale; detta quantità assume valore costante in tutte le ore dell'anno e per una potenza comunque non superiore a quella per cui il soggetto è stato complessivamente selezionato nelle procedure concorsuali di cui all'articolo 32, comma 3, della legge n. 99/09;

c) le modalità con cui i soggetti selezionati devono rendere disponibile l'energia elettrica oggetto dell'importazione virtuale nel Paese estero dagli stessi individuato ai sensi del comma 3.1, lettera a), punto i), agli *shipper* individuati da Terna;

d) le modalità con cui gli *shipper* individuati da Terna rendono disponibile sulla PCE ai soggetti selezionati l'energia elettrica corrispondente a quella da questi resa disponibile all'estero;

e) la decadenza dei diritti ai sensi dell'articolo 32, comma 5, della legge n. 99/09;

f) l'entità e la forma delle garanzie del rispetto degli obblighi contrattuali che i soggetti selezionati sono tenuti a rendere disponibili a Terna.

3.3 Il contratto di cui al comma 3.2, prevede altresì l'eventuale riduzione delle quantità di cui al comma 3.2, lettera b), e dei corrispettivi di cui al comma 3.2, lettera a), in ragione dell'entrata in esercizio dei diversi *interconnector* e/o dell'esercizio del diritto di rinuncia alla realizzazione di uno o più *interconnector* per cui il soggetto sia stato selezionato.

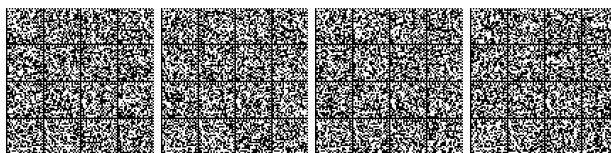
3.4 Ciascun soggetto selezionato che intenda avvalersi delle misure per l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero deve rendere disponibile, secondo le modalità previste nel contratto di cui al comma 3.2, la quantità di energia elettrica oggetto dell'importazione virtuale nel mercato del Paese estero indicato ai sensi del comma 3.1, lettera a), punto i), e compreso tra i seguenti:

- Austria;
- Francia;
- Germania;
- Slovenia;
- Svizzera.

Articolo 4
Obblighi degli shipper

4.1 Gli *shipper* individuati da Terna attraverso le aste per l'importazione virtuale di cui all'articolo 5, per svolgere il servizio di importazione virtuale con riferimento ad un anno solare a partire dal 2010, sono tenuti a sottoscrivere con Terna il contratto di cui al comma 4.2.

4.2 Terna predispone un contratto che disciplina il servizio di importazione virtuale e che contiene tra l'altro:

a) i corrispettivi che Terna deve riconoscere allo *shipper*; detti corrispettivi sono riconosciuti su base mensile e sono determinati in esito alle aste per l'importazione virtuale di cui all'articolo 5;
b) la quantità, costante in tutte le ore dell'anno, di energia elettrica che hanno titolo a ricevere in consegna in ciascuno dei mercati dei Paesi esteri di cui al comma 3.4;
c) la quantità, costante in tutte le ore dell'anno, di energia elettrica che sono obbligati a rendere disponibile sulla PCE ai soggetti selezionati indicati da Terna, corrispondente a quella da questi resa disponibile all'estero;
d) le modalità con cui lo *shipper* deve rendere disponibile sulla PCE ai soggetti selezionati indicati da Terna l'energia elettrica di cui alla lettera c);
e) le modalità con cui i soggetti selezionati indicati da Terna rendono disponibile nel Paese estero, dagli stessi individuato ai sensi del comma 3.1, lettera a), punto i), allo *shipper* l'energia elettrica di cui si richiede l'importazione virtuale;
f) l'entità e la forma delle garanzie del rispetto dei loro obblighi contrattuali che gli *shipper* sono tenuti a rendere disponibili a Terna.

Articolo 5
Aste per l'importazione virtuale

5.1 Fino alla entrata in esercizio di tutti gli *interconnector* di cui all'articolo 32 della legge n. 99/09 e comunque non oltre il 31 dicembre 2014 a valere per l'anno solare 2015, Terna, a fronte della richiesta di cui al comma 3.1, lettera a), da parte di soggetti selezionati che ne abbiano diritto ai sensi dell'articolo 32 della legge n. 99/09, organizza entro il 31 dicembre di ciascun anno le aste per l'importazione virtuale riferite all'anno solare successivo.

5.2 Terna predispone il Regolamento nel rispetto delle disposizioni di cui alla presente delibera e lo invia all'Autorità per l'approvazione entro il 31 (trentuno) ottobre di ciascun anno; qualora l'Autorità non si pronunci entro i successivi 30 (trenta) giorni, il Regolamento si intende approvato.

5.3 In sede di prima applicazione, Terna invia il Regolamento all'Autorità per l'approvazione entro il 5 dicembre 2009 ; qualora l'Autorità non si pronunci entro i successivi 7 (sette) giorni, il Regolamento si intende approvato.

5.4 Terna pubblica tempestivamente sul proprio sito internet il Regolamento approvato unitamente allo schema del contratto di cui al comma 4.2.

5.5 Le aste per l'importazione virtuale, così come disciplinate nel Regolamento prevedono:

a) la possibilità per i partecipanti di presentare offerte multiple, ciascuna caratterizzata da una coppia prezzo-quantità, per ciascuno dei mercati dei Paesi esteri di cui al comma 3.4; dove la quantità rappresenta l'energia che il soggetto si impegna a rendere disponibile sulla PCE ai soggetti selezionati indicati da Terna a fronte della consegna di equivalenti quantitativi nel mercato estero e il prezzo rappresenta il corrispettivo da questo richiesto per ogni MWh oggetto del servizio di importazione virtuale;

b) la selezione degli *shipper*, esclusivamente sulla base dei prezzi offerti ordinati in ordine crescente; salvo il ricorso al sorteggio in caso di offerte caratterizzate dal medesimo prezzo.

Articolo 6
Corrispettivi per l'interconnessione virtuale

6.1 Il corrispettivo che ciascun soggetto selezionato che intenda avvalersi delle misure per l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero è tenuto a riconoscere a Terna è pari, su base annua:

a) con riferimento alla capacità degli *interconnector* sulla frontiera francese a 35.000 euro/anno/MW;

b) con riferimento alla capacità degli *interconnector* sulla frontiera svizzera a 17.500 euro/anno/MW;

c) con riferimento alla capacità degli *interconnector* sulla frontiera slovena a 35.000 euro/anno/MW;

d) con riferimento alla capacità degli *interconnector* sulle altre frontiere a 35.000 euro/anno/MW.

6.2 L'eventuale differenza maturata in capo a Terna tra i corrispettivi al comma 3.2, lettera a) ed i corrispettivi riconosciuti agli *shipper*, sulla base dei contratti di cui al comma 4.2, per rendere possibile l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero dei soggetti selezionati sia conguagliata attraverso il corrispettivo di cui all'articolo 44 dell'allegato A alla deliberazione n. 111/06

2. di trasmettere copia del presente provvedimento alla società Terna S.p.A.;

3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 20 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

10A01307

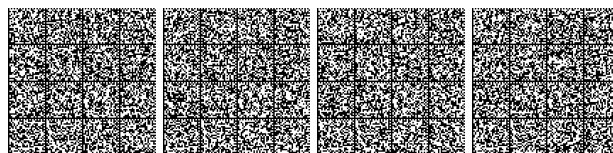
DELIBERAZIONE 1° dicembre 2009.

Approvazione delle proposte contrattuali di Terna di cui all'articolo 65-*bis*, comma 65-*bis*.5 dell'allegato *A* alla deliberazione n. 111/06, come successivamente integrata e modificata dalla deliberazione 29 aprile 2009, ARG/elt n. 52/09. (Deliberazione n. ARG/elt 183/09).

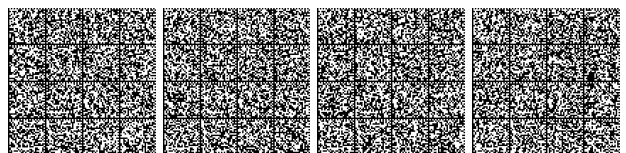
L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 1 dicembre 2009

Visti:

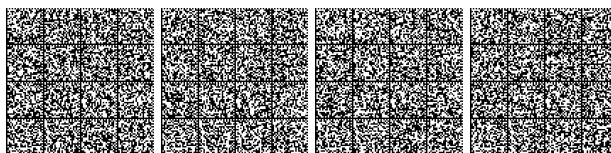
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99, e sue modifiche e provvedimenti applicativi;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 28 gennaio 2009, n. 2;
- la legge 20 novembre 2009, n. 166, recante "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 25 settembre 2009, n. 135, recante disposizioni urgenti per l'attuazione di obblighi comunitari e per l'esecuzione di sentenze della Corte di giustizia delle Comunità europee" (di seguito: legge n.166);
- il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;
- il decreto del Ministero delle Attività Produttive 20 aprile 2005;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 29 aprile 2009, ARG/elt n. 52/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt n. 52/09);
- la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2009, ARG/elt n. 140/09;
- la deliberazione dell'Autorità 30 ottobre 2009, ARG/elt n. 162/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt n. 162/09);
- la deliberazione dell'Autorità 10 novembre 2009, ARG/elt n. 167/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt n. 167/09);
- la comunicazione della società A2A TRADING Srl in data 10 novembre 2009 – protocollo Autorità n. 066995 del 12 novembre 2009 – (di seguito: comunicazione A2A 12 novembre);
- la comunicazione della società EDIPOWER Spa in data 10 novembre 2009 – protocollo Autorità n. 066963 del 12 novembre 2009 – (di seguito: comunicazione EDIPOWER 12 novembre);

- la comunicazione della società E.ON ENERGY TRADING Spa in data 10 novembre 2009 – protocollo Autorità n. 066989 del 12 novembre 2009 – (di seguito: comunicazione E.ON 12 novembre);
- la comunicazione della società ENEL PRODUZIONE Spa in data 10 novembre 2009 – protocollo Autorità n. 067236 del 13 novembre 2009 – (di seguito: comunicazione ENEL 13 novembre);
- la comunicazione della società IDROENERGIA Scrl in data 13 novembre 2009 – protocollo Autorità n. 067740 del 17 novembre 2009 – (di seguito: comunicazione IDROENERGIA 17 novembre);
- la comunicazione della società Terna Spa (di seguito: Terna) in data 19 novembre 2009 – protocollo Autorità n. 069443 del 23 novembre 2009 – (di seguito: comunicazione Terna 23 novembre);
- la comunicazione della società Terna in data 25 novembre 2009 – protocollo Autorità n. 71070 del 30 novembre 2009 – (di seguito: comunicazione Terna 30 novembre).

Considerato che:

- l’articolo 65.bis, comma 65.bis.5, dell’Allegato A alla deliberazione n. 111/06 prevede che l’utente del dispacciamento che ne sia interessato comunichi all’Autorità ed a Terna la propria intenzione a sottoscrivere il contratto di cui al comma 65.bis.1, indicando se il contratto debba prevedere quanto alle lettere a) e b) del comma 65.bis.1 o quanto alle lettere a) e b) del comma 65.bis.2, entro il medesimo termine di cui all’articolo 63, comma 63.5, del Allegato A alla medesima deliberazione;
- con deliberazione ARG/elt n. 162/09, l’Autorità ha determinato i valori assunti, con riferimento all’anno 2010, da:
  - le quantità di potenza minima di impegno a salire ed a scendere in ciascuna zona e/o in specifici nodi della rete rilevante e per ciascun servizio di dispacciamento e di cui ai commi 65.bis.1 e 65.bis.2 del medesimo Allegato A;
  - la quantità di copertura in energia afferente all’impegno e di cui al punto i), lettera b), del comma 65.bis.1 del medesimo Allegato A;
  - il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere di cui alla lettera a) del comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A, incluse le eventuali indicizzazioni;
  - il corrispettivo di cui alla lettera b) del comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A;
- con deliberazione ARG/elt n. 167/09, l’Autorità ha prorogato al 13 novembre, esclusivamente per l’anno in corso, il termine di cui all'articolo 63, comma 63.5 dell’Allegato A alla deliberazione n. 111/06;
- con comunicazione A2A 12 novembre, la società A2A TRADING Srl ha manifestato la propria intenzione di sottoscrivere il contratto di cui al comma 65.bis.1 dell’Allegato A alla deliberazione n. 111/06, secondo le modalità di cui al comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A;
- con comunicazione EDIPOWER 12 novembre, la società EDIPOWER Spa ha manifestato la propria intenzione di sottoscrivere il contratto di cui al comma

65.bis.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, secondo le modalità di cui al comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A;

- con comunicazione E.ON 12 novembre, la società E.ON ENERGY TRADING Spa ha manifestato la propria intenzione di sottoscrivere il contratto di cui al comma 65.bis.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, secondo le modalità di cui al comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A;
- con comunicazione ENEL 13 novembre, la società ENEL PRODUZIONE Spa ha manifestato la propria intenzione di sottoscrivere il contratto di cui al comma 65.bis.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, secondo le modalità di cui al comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A;
- con comunicazione IDROENERGIA 17 novembre, la società IDROENERGIA Scrl ha manifestato la propria intenzione di sottoscrivere il contratto di cui al comma 65.bis.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, secondo le modalità di cui al comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A;
- con comunicazione Terna 23 novembre, Terna ha comunicato all'Autorità che gli operatori A2A TRADING Srl, EDIPOWER Spa, ENEL PRODUZIONE Spa, E.ON ENERGY TRADING Spa ed IDROENERGIA Scrl hanno manifestato la propria intenzione di sottoscrivere il contratto di cui al comma 65.bis.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, secondo le modalità di cui al comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A; e che con la medesima comunicazione Terna, ai sensi dell'articolo 65.bis, comma 65.bis.5, del suddetto Allegato A, ha trasmesso all'Autorità per l'approvazione proposte di contratto aventi ad oggetto quanto previsto al comma 65.bis.2 del medesimo Allegato A.

Considerato inoltre che:

- gli Allegati alla deliberazione ARG/elt n. 162/09 prevedono che il prezzo massimo a salire e quello minimo a scendere, di cui alla lettera a), comma 65.bis.2, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06:
    - siano determinati assumendo una valorizzazione pari a 0 (zero) della componente a copertura dei costi generati dall'obbligo di cui all'articolo 11, commi 1 e 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, in ragione delle disposizioni di cui all'articolo 27, commi 18 e 19, della legge 23 luglio 2009, n. 99, che prevedevano lo spostamento di detto obbligo dai produttori agli utenti del dispacciamento in prelievo a partire dal 2011 con riferimento all'energia prodotta (ora prelevata) nel 2010;
    - e che, comunque, il valore di detta componente sia oggetto di nuova determinazione qualora e nella misura in cui ulteriori variazioni normative in materia impattino sui costi che il produttore sarà chiamato a sostenere;
- l'articolo 7, comma 2-bis, della legge n. 166 ha previsto che "*Al fine di dare corretta esecuzione all'obbligo di cui all'articolo 3 della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, e in coerenza con quanto definito dall'articolo 2, lettera l), della medesima direttiva, al comma 19 dell'articolo 27 della legge 23 luglio 2009, n. 99, le parole: «dall'anno 2011» sono sostituite dalle seguenti: «dall'anno 2012»*";

- con comunicazione Terna 30 novembre, Terna ha trasmesso all'Autorità per l'approvazione un aggiornamento delle proposte di contratto oggetto della comunicazione Terna 23 novembre, relativo ad una proposta di quantificazione della componente a copertura dei costi generati dall'obbligo di cui all'articolo 11, commi 1 e 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, per recepire l'effetto delle disposizioni di cui all'articolo 7, comma 2-bis, della legge n. 166; e che detta proposta di quantificazione utilizza dei criteri semplificati che Terna ritiene opportuno adottare anche in ragione della transitorietà degli effetti in tal senso prodotti dalla legge di cui sopra.

Considerato infine che:

- le proposte di contratto trasmesse da Terna con comunicazione Terna 23 novembre come aggiornate con la comunicazione Terna 30 novembre sono coerenti con quanto disposto nella deliberazione ARG/elt n. 162/09 nonché con i principi e le finalità dell'articolo 65.bis dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06.

Ritenuto opportuno:

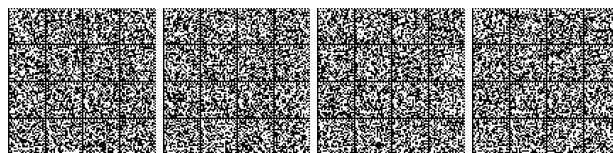
- approvare le proposte di contratto trasmesse da Terna con comunicazione Terna 23 novembre come aggiornate con la comunicazione Terna 30 novembre onde procedere celermente alla sottoscrizione dei predetti contratti con gli operatori sopraelencati

DELIBERA

1. di approvare le proposte di contratto trasmesse da Terna con comunicazione Terna 23 novembre come aggiornate con la comunicazione Terna 30 novembre;
2. di trasmettere il presente provvedimento a Terna per le finalità di cui all'articolo 65.bis, comma 65.bis.5, dell'Allegato A della deliberazione n. 111/06 nonché alle società A2A TRADING S.r.l., EDIPOWER Spa, ENEL PRODUZIONE Spa, E.ON ENERGY TRADING Spa ed IDROENERGIA Scrl;
3. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 1° dicembre 2009

Il presidente: Ortis

10A01308

DELIBERAZIONE 9 dicembre 2009.

Modifiche delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/2009. (Deliberazione n. ARG/elt 186/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

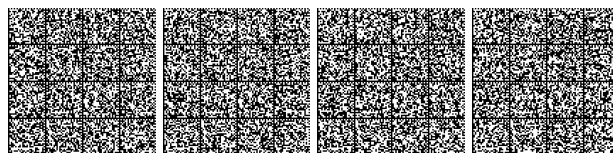
Nella riunione del 9 dicembre 2009

Visti:

- la legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- la legge 24 dicembre 2007, n. 244/07;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99/09 (di seguito: legge n. 99/09);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/07;
- il decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 18 dicembre 2008, recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo n. 79/99 (di seguito: decreto ministeriale 18 dicembre 2008);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 9 giugno 2006, n. 111/06 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali, allegato alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, e sue successive modifiche e integrazioni (Testo Integrato Vendita - TIV);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (Testo Integrato Trasporto - TIT);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 3 giugno 2008, ARG/elt 74/08 (di seguito: Testo Integrato dello Scambio sul Posto - TISP);
- la deliberazione dell'Autorità 10 dicembre 2008, ARG/elt 178/08;
- la deliberazione dell'Autorità 16 dicembre 2008, ARG/elt 184/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 184/08);

- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09 (di seguito: deliberazione ARG/elt 89/09);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (di seguito: Testo Integrato Settlement - TIS).

Considerato che:

- l'articolo 27, comma 4, della legge n. 99/09 prevede che "*Per incentivare l'utilizzazione dell'energia elettrica prodotta con fonti rinnovabili, i comuni con popolazione fino a 20.000 residenti possono usufruire del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta, secondo quanto stabilito dall'articolo 2, comma 150, lettera a), della legge 24 dicembre 2007, n. 244, per gli impianti di cui sono proprietari di potenza non superiore a 200 kW, a copertura dei consumi di proprie utenze, senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete e fermo restando il pagamento degli oneri di rete*"; e che, pertanto, nel caso dei Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti, gli impianti ammessi allo scambio sul posto devono essere di proprietà dei medesimi;
- l'articolo 27, comma 5, della legge n. 99/09 prevede che "*Il Ministero della difesa, ai fini di quanto previsto dal comma 1 dell'articolo 39, può usufruire per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta secondo le modalità di cui al comma 4, anche per impianti di potenza superiore a 200 kW*"; e che l'articolo 39, comma 1, della legge n. 99/09 sostanzialmente prevede che il Ministero della Difesa possa affidare in concessione, o in locazione, o utilizzare direttamente i propri siti per installare impianti energetici, ferma restando l'appartenenza al demanio dello Stato;
- l'articolo 27, comma 21, della legge n. 99/09 prevede che "*Allo scopo di promuovere l'utilizzo di fonti rinnovabili per la produzione di energia e di incentivare la costruzione di impianti fotovoltaici, ai sensi degli articoli 6 e 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e delle relative disposizioni di attuazione, i comuni possono destinare aree appartenenti al proprio patrimonio disponibile alla realizzazione degli impianti per l'erogazione in «conto energia» e dei servizi di «scambio sul posto» dell'energia elettrica prodotta, da cedere a privati cittadini che intendono accedere agli incentivi in «conto energia» e sottoscrivere contratti di scambio energetico con il gestore della rete*";
- l'articolo 27, comma 45, della legge n. 99/09 prevede che l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03 sia sostituito al fine di consentire, nell'ambito dello scambio sul posto, che l'energia elettrica prodotta possa essere remunerata a condizioni economiche di mercato per la parte immessa in rete e nei limiti del valore eccedente il costo sostenuto per il consumo dell'energia; e che, pertanto, tale remunerazione è ulteriore rispetto al corrispettivo riconosciuto in applicazione dello scambio sul posto;
- l'articolo 17, comma 3, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008 prevede che "*è consentito avvalersi del meccanismo dello scambio sul posto anche collegando ad un medesimo punto di connessione diverse tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili ovvero cogenerativi ad alto rendimento la cui potenza nominale media annua complessiva non risulti superiore a 200 kW*";

- la deliberazione n. 111/06 è stata parzialmente modificata dal Testo Integrato Settlement e che alcuni elementi originariamente contenuti nella deliberazione n. 111/06 sono stati inseriti nel Testo Integrato Settlement;
- la deliberazione ARG/elt 89/09 ha definito, a decorrere dall'1 gennaio 2010, le modalità di erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito di reti non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale, prevedendo, tra l'altro, che il Gestore dei Mercati Energetici (GME) valorizzi l'energia elettrica relativa a offerte di vendita presentate nel mercato del giorno prima con riferimento a punti di dispacciamento isolati al prezzo di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c), della deliberazione n. 111/06 (PUN, prezzo unico nazionale);
- il contributo a copertura dei costi amministrativi, inizialmente posto pari a 30 euro annui per ogni impianto, può incidere eccessivamente sul contributo in conto scambio complessivamente erogato dal GSE su base annua, nel caso di impianti di potenza fino a 3 kW; e che l'incremento dell'efficienza nella gestione dei sistemi informatici del GSE dovrebbe comportare una riduzione dei costi amministrativi complessivi la quale, associata all'elevato numero degli impianti di potenza fino a 3 kW ammessi allo scambio sul posto, può determinare una riduzione dei relativi costi amministrativi unitari per l'erogazione del servizio di scambio sul posto.

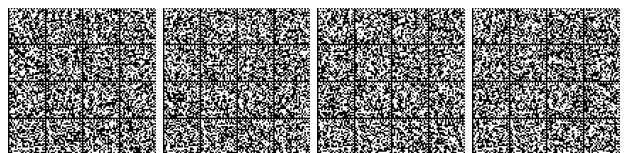
Ritenuto opportuno:

- modificare ed integrare il TISP al fine di recepire quanto previsto dalla legge n. 99/09 in materia di scambio sul posto, sulla base di quanto previsto nei successivi alinea;
- prevedere la possibilità, per i Comuni con popolazione fino a 20.000 residenti e per il Ministero della Difesa, di applicare lo scambio sul posto per impianti alimentati da fonti rinnovabili senza tener conto dell'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete, fermo restando il pagamento degli oneri di rete, ivi incluse le componenti A, UC ed MCT correlate all'utilizzo della rete;
- consentire, nei casi di cui al precedente alinea, la presenza di più impianti di produzione di energia elettrica purché, per ogni punto di connessione, la potenza complessiva non sia superiore a 200 kW, secondo quanto previsto dall'articolo 17, comma 3, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, ferma restando la deroga prevista per il Ministero della Difesa;
- prevedere, nei casi di cui ai precedenti alinea, che venga effettuata una compensazione tra il valore O_E dell'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo per cui viene richiesto lo scambio sul posto e il valore C_{Ei} dell'energia elettrica immessa in tutti i punti di immissione per cui viene richiesto lo scambio sul posto; e che, al fine di mantenere fermo il pagamento degli oneri di rete, vengano restituite le componenti tariffarie variabili relative o correlate all'utilizzo della rete (CU_S) limitatamente alle quantità di energia elettrica scambiate nei singoli punti di scambio;
- prevedere, nei casi di cui ai precedenti alinea, che l'utente dello scambio versi al GSE un contributo aggiuntivo pari a 4 euro/anno per ogni punto di connessione compreso nella convenzione, a copertura dei costi di aggregazione delle misure

relative ai diversi punti di connessione, poiché la rimozione del vincolo della coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo ai fini dell'applicazione dello scambio sul posto comporta una maggiore complicazione dal punto di vista amministrativo e gestionale;

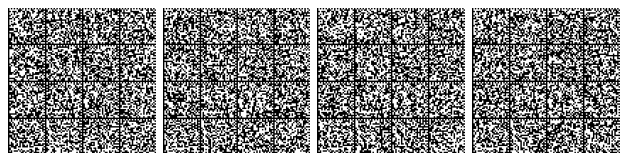
- prevedere la possibilità, per il Ministero della Difesa, di applicare lo scambio sul posto per impianti alimentati da fonti rinnovabili anche per impianti di potenza superiore a 200 kW;
- prevedere la possibilità, peraltro già prevista per la cogenerazione ad alto rendimento, che il GSE, su richiesta dell'utente dello scambio sul posto, liquidi l'eventuale credito residuo al termine dell'anno solare;
- non prevedere alcuna modifica del TISP per l'applicazione l'articolo 27, comma 21, della legge n. 99/09 in quanto tale possibilità è già consentita, fermo restando l'obbligo di coincidenza tra il punto di immissione e il punto di prelievo dell'energia scambiata con la rete;
- adeguare il TISP affinché sia coerente con l'attuale configurazione della deliberazione n. 111/06, del Testo Integrato Settlement e della deliberazione ARG/elt 89/09;
- prevedere che il contributo a copertura dei costi amministrativi del GSE sia differenziato per potenza dell'impianto ammesso allo scambio sul posto.

DELIBERA

1. l'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 74/08 (TISP) è modificato ed integrato nei punti di seguito indicati:
    - all'articolo 1, comma 1.1, dopo le parole "le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo Integrato Trasporto," sono aggiunte le seguenti "le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo Integrato Settlement, le definizioni di cui all'articolo 1 della deliberazione ARG/elt 89/09,";
    - all'articolo 1, comma 1.1, lettera b), le parole "dall'articolo 12, comma 12.6, lettera a), della deliberazione n. 111/06" sono sostituite dalle seguenti "dall'articolo 76, comma 76.1, lettera a), del Testo Integrato Settlement";
    - all'articolo 1, comma 1.1, lettera c), le parole "dall'articolo 12, comma 12.6, lettera b), della deliberazione n. 111/06" sono sostituite dalle seguenti "dall'articolo 76, comma 76.1, lettera b), del Testo Integrato Settlement";
    - all'articolo 1, comma 1.1, lettera e), la parola "elettrici" è sostituita da "Energetici";
    - all'articolo 2, comma 2.2, al termine della lettera a), è aggiunta la seguente frase: "Nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero, non si applica il limite di 200 kW";
    - all'articolo 2, al termine del comma 2.2, sono aggiunte le seguenti frasi: "Ai fini dell'erogazione dello scambio sul posto, il punto di prelievo e il punto di immissione coincidono nell'unico punto di scambio, ad eccezione del caso in cui gli impianti siano alimentati da fonti rinnovabili e:

i) l'utente dello scambio sul posto sia un Comune con popolazione fino a 20.000 residenti, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Comune, ferma restando la proprietà degli impianti in capo al Comune;
ii) l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.

Nei casi di cui ai punti i) ed ii), è consentita la presenza di più impianti di produzione di energia elettrica purché, per ogni punto di connessione, la potenza complessiva non sia superiore a 200 kW. Il limite di 200 kW non si applica nel caso in cui l'utente dello scambio sul posto sia il Ministero della Difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero.";

- all'articolo 3, comma 3.2, le parole "Nel caso di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto indica se intende vendere la propria produzione in eccesso o se intende portarla a credito per gli anni successivi.," sono sostituite dalle seguenti "Il soggetto che intende avvalersi dello scambio sul posto indica se intende optare per la gestione a credito per gli anni successivi ovvero per la liquidazione annuale delle eventuali eccedenze.";
- all'articolo 3, al termine del comma 3.2 sono aggiunte le seguenti parole: "Nei casi previsti dal comma 2.2, lettere i) ed ii), in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, l'utente dello scambio comunica al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, l'insieme dei punti di prelievo e di immissione per i quali richiede l'applicazione di un'unica convenzione per lo scambio sul posto.";
- all'articolo 5, comma 5.1, le parole "le disposizioni di cui alla deliberazione n. 111/06 e di cui al Testo Integrato Trasporto" sono sostituite dalle seguenti "le disposizioni di cui alla deliberazione n. 111/06, alla deliberazione ARG/elt 89/09 e di cui al Testo Integrato Trasporto";
- all'articolo 5, al termine del comma 5.2 sono aggiunte le seguenti parole: "Nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse, il GSE associa all'energia elettrica immessa un controvalore (C_{Ei}), espresso in €, pari al prodotto tra la quantità di energia elettrica immessa e il prezzo orario di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera c), della deliberazione n. 111/06.";
- all'articolo 5, il comma 5.6 è sostituito dal seguente: "

  5.6 Nei casi previsti dal comma 2.2, lettere i) ed ii), in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, il GSE calcola, per ciascun utente dello scambio, il contributo in conto scambio (CS), espresso in €, pari alla somma del:
  i) minor valore tra il termine C_{Ei} di cui al comma 5.2, riferito all'energia elettrica immessa in tutti i punti di immissione per cui viene richiesto lo scambio sul posto, e il termine O_E di cui al comma 5.4, riferito all'energia elettrica prelevata da tutti i punti di prelievo per cui viene richiesto lo scambio sul posto;
  ii) la sommatoria dei prodotti tra il termine CU_S di cui al comma 5.3 e l'energia elettrica scambiata per ogni punto di scambio per cui viene richiesto lo scambio sul posto.";
- all'articolo 5, dopo il comma 5.6 è aggiunto il seguente: "

5.7 Nel caso in cui, per ciascun utente dello scambio, il termine O_E di cui al comma 5.4 sia inferiore al termine C_{Ei} di cui al comma 5.2, la differenza tra C_{Ei} ed O_E:

a) nel caso in cui l'utente dello scambio abbia optato per la gestione a credito delle eventuali eccedenze, viene riportata a credito per gli anni solari successivi a quello a cui è riferita. Tale credito, o parte di esso, viene sommato dal GSE al termine C_{Ei} di cui al comma 5.2 solo negli anni in cui il medesimo termine C_{Ei} sia inferiore al termine O_E di cui al comma 5.4 e comunque, ogni anno, nei limiti del valore del termine O_E;

b) nel caso in cui l'utente dello scambio abbia optato per la liquidazione delle eventuali eccedenze, viene riconosciuta dal GSE all'utente dello scambio."

- all'articolo 6, comma 6.1, le lettere b) e c) sono sostituite dalle seguenti tre lettere: "

b) nel caso in cui l'utente dello scambio abbia optato per la liquidazione delle eventuali eccedenze, riconosce all'utente dello scambio l'importo di cui al comma 5.7. Tale importo non è parte del contributo in conto scambio;

c) applica all'utente dello scambio un contributo a copertura dei costi amministrativi, pari a:
   - 15 (quindici) euro/anno per ogni impianto di potenza inferiore o uguale a 3 kW;
   - 30 (trenta) euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 3 kW e inferiore o uguale a 20 kW;
   - 45 (quarantacinque) euro/anno per ogni impianto di potenza superiore a 20 kW;

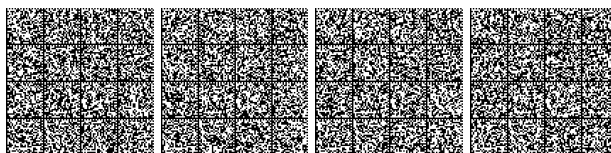
d) nei casi previsti dal comma 2.2, lettere i) ed ii), in cui lo scambio sul posto venga applicato per una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, applica all'utente dello scambio un contributo aggiuntivo pari a 4 (quattro) euro/anno per ogni punto di connessione compreso nella convenzione, a copertura dei costi di aggregazione delle misure relative ai diversi punti di connessione.";

2. nel caso in cui l'utente dello scambio sia il Ministero della difesa, ovvero un soggetto terzo mandatario del medesimo Ministero, il GSE, entro trenta giorni successivi al termine del trimestre in cui è avvenuta la stipula della convenzione per lo scambio sul posto eroga il medesimo contributo, pari a 50 euro per ogni kW di potenza dell'impianto, di cui alla deliberazione ARG/elt 184/08 fino a un massimo di 10.000 euro per ogni impianto. Il predetto contributo viene gradualmente riassorbito con i successivi acconti e conguagli previsti dal GSE in applicazione della deliberazione ARG/elt 74/08;
3. le modalità e le condizioni tecniche definite nei casi previsti dal comma 2.2, lettere i) ed ii), dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 74/08, in cui lo scambio sul posto sia riferito a una pluralità di punti di prelievo e di punti di immissione, si applicano a decorrere dall'1 gennaio 2010;
4. le modalità e le condizioni tecniche definite dall'articolo 5, comma 5.2, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 74/08 nel caso di impianti connessi a reti non interconnesse si applicano a decorrere dall'1 gennaio 2010;

5. il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 9 dicembre 2009

Il presidente: Ortis

10A01309

DELIBERAZIONE 9 dicembre 2009.

Integrazione nel sistema elettrico delle unità di produzione che cedono tutta o parte dell'energia elettrica prodotta al Gestore dei Servizi Energetici - GSE S.p.A. ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92. (Deliberazione n. ARG/elt 187/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

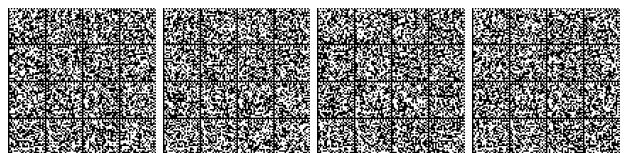
Nella riunione del 9 dicembre 2009

Visti:

- la legge 9 gennaio 1991, n. 9 (di seguito: legge n. 9/91);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: legge n. 239/04);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99), ed in particolare l'articolo 3, commi 12 e 13;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto del Ministro dell'I~~i~~ndustria del C~~c~~ommercio e dell'A~~a~~rtigianato 25 settembre 1992 (di seguito: decreto ministeriale 25 settembre 1992);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6, come integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/92);l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 dicembre 2003, n. 168/03, come successivamente integrata e modificata (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 111/06);
- la deliberazione dell'Autorità 12 giugno 2006, n. 112/06 (di seguito: deliberazione n. 112/06);
- la deliberazione dell'Autorità 11 aprile 2007, n. 88/07 (di seguito: deliberazione n. 88/07);
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, allegato alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07 (Testo Integrato Trasporto - TIT);

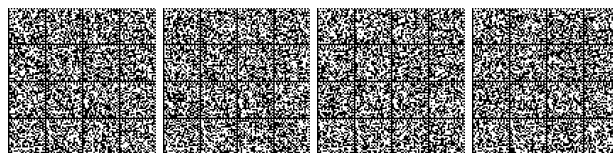
- la deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2008, ARG/elt 150/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 150/08);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (di seguito: Testo Integrato Settlement - TIS).;

Considerato che:

- l'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99 ha stabilito la cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica prodotta da operatori nazionali da parte di Enel S.p.A. al Gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3 del medesimo decreto legislativo (di seguito GRTN);
- lo stesso articolo 3, comma 12 prevede che il GRTN ritiri altresì l'energia elettrica di cui all'articolo 22, comma 3, della legge n. 9/91, nonché l'energia elettrica di cui al titolo IV, lettera B) del provvedimento Cip n. 6/92; e che, pertanto, il GRTN ritiri sostanzialmente l'energia elettrica remunerata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92;
- le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 sono definite dal provvedimento Cip n. 6/92 e dall'Autorità per quanto di competenza;
- l'articolo 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79/99, prevede che il GRTN ceda l'energia acquistata ai sensi del citato comma 12 al mercato e che l'Autorità includa negli oneri di sistema la differenza tra i costi di acquisto ed i ricavi derivanti dalla vendita della suddetta energia;
- le modalità di vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 sono definite annualmente da decreti del Ministro dello Sviluppo Economico; e che tali modalità non includono anche le condizioni per l'accesso di tale energia al sistema elettrico (dispacciamento, trasmissione e distribuzione) che vengono regolate dall'Autorità;
- ai sensi dell'articolo 1, comma 1 del DPCM 11 maggio 2004, a far data del 1° novembre 2005, è stato perfezionato il conferimento a Terna S.p.A. (nel seguito: Terna) del ramo d'azienda del GRTN relativo alle attività, le funzioni, i beni, i rapporti giuridici attivi e passivi, ivi inclusa la titolarità delle convenzioni di cui all'articolo 3, commi 8, 9 e 10, del decreto legislativo n. 79/99, ad eccezione:
  - dei beni, rapporti giuridici e personale afferenti alle funzioni di cui all'articolo 3, commi 12 e 13 e di cui all'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, nonché le attività correlate di cui al decreto legislativo n. 387/03;
  - delle partecipazioni detenute nel Gestore del Mercato Elettrico S.p.A., ora Gestore dei Mercati Energetici – GME S.p.A. (di seguito: GME) ed Acquirente Unico S.p.A.;
- con effetto dall'1 novembre 2005 il GRTN ha modificato la propria ragione sociale in Gestore del sistema elettrico - GRTN S.p.A.;
- con effetto dall'1 ottobre 2006 il Gestore del sistema elettrico ha modificato la propria ragione sociale in Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A., ora Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A. (di seguito: GSE).

Considerato che:

- con effetti a decorrere dall'1 maggio 2007, la deliberazione n. 168/03, relativa alle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento, è stata sostituita dalla deliberazione n. 111/06;
- la deliberazione n. 111/06 definisce "unità di produzione CIP 6/92" le unità di produzione che cedono energia elettrica al GSE ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- alcune unità di produzione CIP 6/92, in conformità alle convenzioni di cessione sottoscritte, destinano parte dell'energia elettrica prodotta al GSE alle condizioni economiche previste dal provvedimento CIP 6/92 e parte al mercato elettrico, secondo le modalità scelte dal produttore (di seguito: unità di produzione CIP 6/92 miste);
- con~~,~~ la deliberazione n. 112/06 l'Autorità ha introdotto le disposizioni relative alle modalità per la programmazione e per la ripartizione dei corrispettivi di sbilanciamento delle unità di produzione CIP 6/92; e che tale deliberazione, tra l'altro, prevede che per tutte le unità di produzione CIP 6/92, ivi incluse quelle miste, l'obbligo di conclusione del contratto per il servizio di dispacciamento ricada sul GSE;
- l'articolo 4, comma 4.4, della deliberazione n. 111/06 prevede che il soggetto che stipula il contratto di dispacciamento e il contratto di trasmissione e di distribuzione debba essere il medesimo;
- gli articoli 13 e 16 del Testo Integrato Trasporto, tra l'altro, regolano rispettivamente i corrispettivi per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica prelevata dalle imprese distributrici dai punti di interconnessione virtuale alla rete di trasmissione nazionale (CTR) e i corrispettivi per il servizio di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica per i produttori di energia elettrica;
- gli articoli di cui al precedente alinea prevedono che i suddetti corrispettivi siano regolati dal GSE limitatamente alla quantità di energia elettrica ritirata dal medesimo GSE; e che, pertanto, nel caso di unità di produzione CIP 6/92 miste il contratto di trasmissione e di distribuzione viene regolato in parte tra GSE e gestori di rete (per la quantità di energia elettrica ritirata nell'ambito della convenzione siglata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92), in parte tra gestori di rete e produttori (per la quantità rimanente di energia elettrica);
- con effetti a decorrere dall'1 agosto 2009, la deliberazione n. 111/06 è stata parzialmente modificata dal Testo Integrato Settlement e che alcuni elementi originariamente contenuti nella deliberazione n. 111/06 sono stati inseriti nel Testo Integrato Settlement.

Ritenuto opportuno:

- razionalizzare le modalità di integrazione nel sistema elettrico delle unità di produzione che cedono tutta o parte dell'energia elettrica prodotta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, ferma restando la regolazione delle partite energetiche ed economiche attualmente vigente tra produttori e GSE, e in particolare:

a. confermare la validità delle disposizioni relative alle modalità per la programmazione e per la ripartizione dei corrispettivi di sbilanciamento delle unità di produzione CIP 6/92 già introdotte con la deliberazione n. 112/06, adeguando i riferimenti alla deliberazione n. 111/06 e al Testo Integrato Settlement;
b. prevedere che anche nel caso delle unità di produzione CIP 6/92 miste il soggetto che stipula il contratto di dispacciamento e il contratto di trasmissione e di distribuzione sia il medesimo per l'intera quantità di energia elettrica immessa in rete, coerentemente con il principio generale di cui all'articolo 4, comma 4.4, della deliberazione n. 111/06.

DELIBERA

1. di approvare le modalità di integrazione nel sistema elettrico delle unità di produzione che cedono tutta o parte dell'energia elettrica prodotta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, riportate nell'allegato (*Allegato A*) al presente provvedimento, di cui forma parte integrante e sostanziale;
2. di modificare il Testo Integrato Trasporto nei punti di seguito indicati:
   - all'articolo 13, comma 13.1, la lettera c) è abrogata;
   - all'articolo 13, dopo il comma 13.4, è aggiunto il seguente: "
     13.5 Sono fatte salve le deroghe previste dalle deliberazioni n. 280/07, ARG/elt 74/08, ARG/elt 1/09 e ARG/elt 187/09 in relazione alle modalità di applicazione dell'articolo 13, comma 13.1, lettera b).";
   - all'articolo 16, al termine del comma 16.1 sono aggiunte le seguenti parole: "Sono fatte salve le deroghe previste dalle deliberazioni n. 280/07, ARG/elt 74/08, ARG/elt 1/09 e ARG/elt 187/09 in relazione alle modalità di erogazione del corrispettivo di cui al presente comma";
   - all'articolo 16, il comma 16.3 è abrogato;
   - all'articolo 16, i commi 16.6 e 16.7 sono abrogati;
3. di abrogare la deliberazione n. 112/06 a decorrere dalla data di prima pubblicazione del presente provvedimento;
4. di prevedere che le modifiche di cui al punto 2 e il Titolo III dell'Allegato A si applichino a decorrere dall'1 gennaio 2010;
5. di pubblicare sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) il presente provvedimento, che entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 9 dicembre 2009

Il presidente: Ortis

ALLEGATO *A*

INTEGRAZIONE NEL SISTEMA ELETTRICO DELLE UNITÀ DI PRODUZIONE CHE CEDONO TUTTA O PARTE DELL'ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA AL GESTORE DEI SERVIZI ENERGETICI – GSE S.P.A. AI SENSI DEL PROVVEDIMENTO CIP N. 6/92

TITOLO I
DEFINIZIONI E FINALITÀ DEL PROVVEDIMENTO

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 1 del Testo Integrato Trasporto, le definizioni di cui all'articolo 1, comma 1.1, della deliberazione n. 111/06, le definizioni di cui all'articolo 1, comma 1.1, del Testo Integrato Settlement, nonché le ulteriori seguenti definizioni:
- **Convenzione Cip 6/92** è la convenzione di cessione di energia elettrica stipulata, in conformità a quanto previsto dal decreto ministeriale 25 settembre 1992 e dall'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99, tra il GSE e il titolare di un'unità di produzione CIP 6/92;
- **Unità di produzione CIP 6/92 dedicata** è un'unità di produzione CIP 6/92 la cui produzione è interamente destinata al GSE ai sensi della convenzione Cip 6/92;
- **Unità di produzione CIP 6/92 mista** è un'unità di produzione CIP 6/92 la cui potenza complessiva è, ai sensi della convenzione Cip 6/92, in parte destinata al GSE e in parte nella disponibilità del soggetto titolare della medesima unità;
- **Potenza dedicata** è:
  - per le unità di produzione CIP 6/92 dedicate, la potenza nominale dell'unità;
  - per le unità di produzione CIP 6/92 miste, la quota parte di potenza che, ai sensi della convenzione Cip 6/92, è destinata al GSE;
- **Potenza eccedentaria** è la potenza pari alla differenza tra la potenza nominale e la potenza dedicata di un'unità di produzione CIP 6/92;
- **Sbilanciamento aggregato** è lo sbilanciamento relativo ad un punto di dispacciamento calcolato ai sensi della deliberazione n. 111/06.

Articolo 2
Finalità del provvedimento

2.1 Il presente provvedimento ha la finalità di razionalizzare le modalità di integrazione nel sistema elettrico delle unità di produzione che cedono tutta o parte dell'energia elettrica prodotta al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92.

2.2 Il presente provvedimento non modifica la regolazione delle partite energetiche ed economiche attualmente vigente tra produttori e GSE né le modalità di vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 definite annualmente da decreti del Ministro dello Sviluppo Economico.

TITOLO II
REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO NEL CASO DI UNITÀ DI PRODUZIONE CIP 6/92

Articolo 3
Contratto per il servizio di dispacciamento e registrazione dei contratti di compravendita

3.1 Per le unità di produzione CIP 6/92, sia miste che dedicate, il GSE è tenuto a concludere con Terna il contratto per il servizio di dispacciamento di cui al comma 5.1 della deliberazione n. 111/06.

3.2 Con riferimento ai punti di dispacciamento in cui risultano comprese unità di produzione CIP 6/92 miste, sono legittimati a registrare contratti di compravendita sia il GSE, in qualità di utente del dispacciamento, sia i titolari delle unità di produzione comprese in tali punti di dispacciamento, in qualità di operatori di mercato. A tal fine, il GSE presenta a Terna e al GME apposita dichiarazione atta a legittimare la richiesta di registrazione di contratti di compravendita da parte di ciascun soggetto titolare di un'unità di produzione CIP 6/92 mista o di un soggetto terzo delegato dal titolare, con riferimento al punto di dispacciamento in cui risulta compresa tale unità.

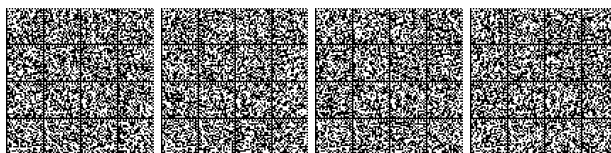
3.3 Con riferimento ai punti di dispacciamento in cui risultano comprese solo unità di produzione CIP 6/92 dedicate, è legittimato a registrare contratti di compravendita solo il GSE, in qualità di utente del dispacciamento.

Articolo 4
Modalità di presentazione delle offerte sul mercato e dei programmi di immissione in esecuzione dei contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte

4.1 Le offerte o i programmi di immissione presentati con riferimento a punti di dispacciamento relativi ad unità di produzione CIP 6/92 miste rilevanti sono soggette ai seguenti vincoli:
   a) le offerte presentate dal GSE non possono essere superiori alla potenza dedicata;
   b) le offerte presentate dagli operatori di mercato diversi dal GSE non possono essere superiori alla potenza eccedentaria.

4.2 Le offerte o i programmi di immissione presentati con riferimento a punti di dispacciamento comprensivi di unità di produzione CIP 6/92 miste non rilevanti sono soggette ai seguenti vincoli:
   a) le offerte presentate dal GSE non possono essere complessivamente superiori alla somma delle potenze dedicate di ciascuna unità di produzione appartenente al punto di dispacciamento;
   b) le offerte presentate da ciascun operatore di mercato diverso dal GSE non possono essere superiori alla somma delle potenze eccedentarie delle unità di produzione appartenenti al punto di dispacciamento e nella disponibilità del medesimo operatore.

Articolo 5
Ripartizione dello sbilanciamento relativo alle unità di produzione CIP 6/92 miste rilevanti

5.1 Entro il giorno venti (20) del secondo mese successivo a quello di competenza, il GSE calcola, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione CIP 6/92 miste rilevanti, lo sbilanciamento attribuito all'operatore di mercato, diverso dal GSE, titolato a presentare offerte con riferimento a tale punto di dispacciamento, secondo le seguenti modalità:

a) per ciascuna unità di produzione appartenente al punto di dispacciamento e per ciascun periodo rilevante (h), la quota, di competenza dell'operatore di mercato, dell'energia elettrica immessa dall'unità di produzione in tale periodo rilevante (QEI_h), è pari al maggior valore tra zero e la differenza tra l'energia elettrica effettivamente immessa dall'unità di produzione nel periodo rilevante considerato (EI_h) e il prodotto tra la potenza dedicata dell'unità di produzione (P_D) e la durata del medesimo periodo rilevante:

$$QEI_h = \max\left[0; EI_h - P_D \cdot h\right]$$

b) per ciascuna unità di produzione appartenente al punto di dispacciamento e per ciascun periodo rilevante (h) lo sbilanciamento attribuito all'operatore di mercato ($Sbil_{OM}$) è pari alla differenza tra la quota di energia elettrica immessa di competenza dell'operatore di mercato di cui alla precedente lettera a) (QEI_h) e l'energia elettrica programmata in immissione, al termine dei mercati dell'energia, da tale operatore di mercato con riferimento al punto di dispacciamento (P_h).

$$Sbil_{OM} = QEI_h - P_h$$

5.2 Per ciascun periodo rilevante e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione CIP 6/92 miste rilevanti, lo sbilanciamento attribuito al GSE è pari alla differenza tra lo sbilanciamento aggregato e lo sbilanciamento attribuito all'operatore di mercato di cui al precedente comma 5.1, lettera b).

Articolo 6

Ripartizione dello sbilanciamento relativo alle unità di produzione CIP 6/92 miste non rilevanti

6.1 Entro il giorno venti (20) del secondo mese successivo a quello di competenza, il GSE calcola, per ciascun periodo rilevante e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione CIP 6/92 miste non rilevanti, lo sbilanciamento attribuito a ciascun operatore di mercato titolato a presentare offerte con riferimento a tale punto di dispacciamento, applicando le stesse modalità previste dal comma 5.1 per le unità di produzione CIP 6/92 miste rilevanti e considerando:

a) come quota, di competenza di ciascun operatore di mercato, dell'energia elettrica immessa nel punto di dispacciamento, la somma delle quote di competenza di energia elettrica immessa da tutte le unità di produzione nella disponibilità del medesimo operatore e appartenenti al punto di dispacciamento considerato, calcolate secondo quanto previsto dal comma 5.1, lettera a);

b) come energia elettrica programmata in immissione, l'energia elettrica programmata in immissione da ciascun operatore di mercato con riferimento al punto di dispacciamento considerato.

6.2 Per ciascun periodo rilevante e per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione CIP 6/92 miste non rilevanti, lo sbilanciamento attribuito al GSE è pari alla differenza tra lo sbilanciamento aggregato e la somma degli sbilanciamenti attribuiti agli operatori di mercato ai sensi del precedente comma 6.1.

Articolo 7

Ripartizione del corrispettivo di sbilanciamento relativo alle unità di produzione CIP 6/92 miste

7.1 Entro il medesimo termine di cui al comma 5.1, con riferimento ai soli punti di dispacciamento costituiti da unità di produzione CIP 6/92 programmabili, il GSE calcola, per ciascun periodo rilevante, i corrispettivi di sbilanciamento attribuiti a ciascun operatore di mercato titolato a presentare offerte con riferimento a tali punti di dispacciamento, secondo le seguenti modalità:

a) lo sbilanciamento aggregato è ripartito pro quota – in proporzione agli sbilanciamenti attribuiti ai sensi dei precedenti articoli 5 e 6 – tra gli operatori di mercato, ivi incluso il GSE, ai quali è attribuito, ai sensi dei medesimi articoli 5 e 6, uno sbilanciamento di segno concorde rispetto allo sbilanciamento aggregato;
b) la quota di sbilanciamento di cui alla precedente lettera a) è valorizzata al prezzo di sbilanciamento a cui è valorizzato lo sbilanciamento aggregato;
c) gli sbilanciamenti attribuiti ai sensi dei precedenti articoli 5 e 6 di segno discorde rispetto allo sbilanciamento aggregato, nonché gli sbilanciamenti di segno concorde al netto della quota di cui alla lettera b), sono valorizzati al prezzo delle offerte di vendita accettate nel mercato del giorno prima, nel periodo rilevante considerato e nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento.

7.2 Con riferimento ai punti di dispacciamento costituiti da unità di produzione CIP 6/92 non programmabili, il corrispettivo di sbilanciamento attribuito agli operatori di mercato titolati a presentare offerte con riferimento a tali punti di dispacciamento è pari al prodotto tra il prezzo di cui all'articolo 40, comma 40.4 della deliberazione n. 111/06 e lo sbilanciamento ad essi attribuito ai sensi degli articoli 5 e 6.

7.3 Entro il medesimo termine di cui al comma 5.1, il GSE comunica, a ciascun operatore di mercato titolato a presentare offerte con riferimento a punti di dispacciamento comprendenti unità di produzione CIP 6/92 miste, gli sbilanciamenti e i corrispettivi di sbilanciamento di sua competenza, attribuiti in conformità a quanto previsto dagli articoli 5, 6 e 7 e relativi a tutti i periodi rilevanti del mese di competenza.

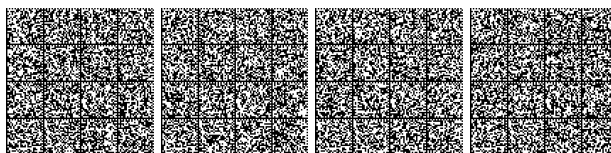
7.4 Entro il terz'ultimo giorno lavorativo del secondo mese successivo a quello di competenza, gli operatori di mercato titolati a presentare offerte con riferimento ai punti di dispacciamento comprendenti unità di produzione CIP 6/92 miste, pagano al GSE, se negativo, o ricevono dal medesimo GSE, se positivo, i corrispettivi di sbilanciamento ad essi attribuiti in conformità a quanto previsto dal presente articolo e comunicati ai sensi del comma 7.3, relativi a tutti i periodi rilevanti del mese di competenza.

Articolo 8
Flussi informativi

8.1 Entro la fine del primo mese successivo a quello di competenza, il GME comunica al GSE, per ciascun periodo rilevante del mese di competenza, per ciascun punto di dispacciamento comprendente unità di produzione CIP 6/92 miste e per ciascun operatore di mercato titolato a presentare offerte con riferimento a tale punto di dispacciamento, la somma dei programmi di immissione in esecuzione di contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte e dei programmi di immissione determinati in esito ai mercati dell'energia.

TITOLO III
REGOLAZIONE DEL SERVIZIO DI TRASMISSIONE, DI DISTRIBUZIONE E DI MISURA NEL CASO DI UNITÀ DI PRODUZIONE CIP 6/92

Articolo 9
Applicazione dei corrispettivi di trasmissione e distribuzione

9.1 Nel caso di unità di produzione CIP 6/92, sia miste che dedicate, il GSE regola con Terna il corrispettivo per il servizio di trasmissione previsto dall'articolo 16, comma 16.1, del Testo

Integrato Trasporto e regola con le imprese distributrici i corrispettivi per il servizio di trasporto previsti dall'articolo 13 del Testo Integrato Trasporto. A tal fine, le imprese distributrici riconoscono al GSE, anziché ai soggetti titolari degli impianti di produzione di energia elettrica, il corrispettivo previsto dall'articolo 13, comma 13.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto.

9.2 Nel caso di unità di produzione CIP 6/92 miste:
- il soggetto che ha la disponibilità di un impianto di produzione di energia elettrica versa al GSE il corrispettivo di cui all'articolo 16 del Testo Integrato Trasporto limitatamente alla quantità di energia elettrica immessa in rete e non ritirata dal GSE nell'ambito di convenzione stipulate ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92;
- il GSE eroga al soggetto titolare dell'impianto di produzione di energia elettrica i corrispettivi di cui all'articolo 13, comma 13.1, lettera b), del Testo Integrato Trasporto limitatamente alla quota di energia elettrica immessa in rete e non ritirata dal GSE nell'ambito di convenzione stipulate ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92.

Articolo 10
Regolazione del servizio di misura

10.1 Nel caso di unità di produzione CIP 6/92, sia miste che dedicate, il servizio di misura dell'energia elettrica immessa e prelevata è erogato ai sensi del Testo Integrato Trasporto, tenendo altresì conto di quanto previsto dal punto 2 della deliberazione ARG/elt 150/08 in materia di trasmissione al GSE delle misure necessarie alle proprie attività relative all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 e del presente provvedimento.

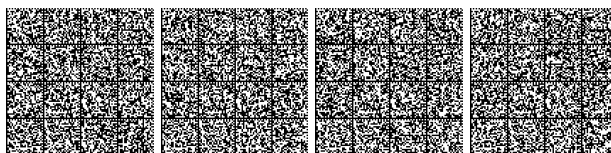
10.2 Nel caso di unità di produzione CIP 6/92, sia miste che dedicate, il servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, ove necessario, è regolato dalla deliberazione n. 88/07.

TITOLO IV
DISPOSIZIONI FINALI

Articolo 11
Disposizioni finali

11.1 Le unità di produzione CIP 6/92 che cedono al GSE una parte dell'energia elettrica prodotta e immessa secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 280/07, ai fini del presente provvedimento, sono equiparate alle unità di produzione CIP 6/92 dedicate.

11.2 Le partite economiche di costo e di ricavo, rivenienti al GSE dall'applicazione del presente provvedimento, sono incluse tra i costi e i ricavi definiti dall'articolo 56, comma 56.2 del Testo Integrato Trasporto e sono, rispettivamente, compensate o versate nel Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'articolo 54, comma 54.1, lettera b), del medesimo Testo.

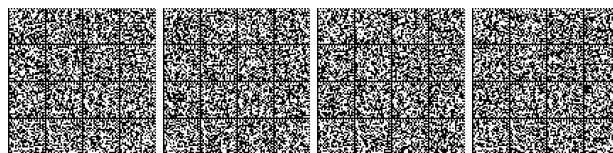
10A01310

DELIBERAZIONE 10 dicembre 2009.

Integrazioni alle disposizioni di cui all'articolo 12 della deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06, e disposizioni preliminari concernenti i controlli relativi all'erogazione dell'incentivo per l'utilizzo dei misuratori elettronici ai fini della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica. (Deliberazione n. ARG/elt 190/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 20 giugno 2006, n. 122/06, recante "Rilevazione dei clienti alimentati in bassa tensione effettivamente coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico (modifiche e integrazioni dell'articolo 14 del Testo integrato della qualità dei servizi elettrici)" (di seguito: deliberazione n. 122/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, recante "Direttive per l'installazione di misuratori elettronici di energia elettrica predisposti per la telegestione per i punti di prelievo in bassa tensione" come successivamente modificato e integrato (di seguito: deliberazione n. 292/06);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIQE);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, recante "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione", come successivamente modificato e integrato (di seguito: TIT);
- la determinazione del Direttore Generale dell'Autorità 28 gennaio 2009, n. 8/09, recante il "Piano operativo annuale per l'anno 2009 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" (di seguito: Piano operativo annuale per l'anno 2009);
- il documento per la consultazione 17 luglio 2009, DCO 22/09, intitolato "Modalità di effettuazione dei controlli per l'erogazione dell'incentivo per l'utilizzo dei misuratori elettronici ai fini della rilevazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico" (di seguito: documento per la consultazione);

- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati in merito alle proposte di cui al documento per la consultazione.

Considerato che:

- con la deliberazione n. 122/06, poi recepita dal TIQE, l'Autorità ha introdotto l'obbligo di registrazione del numero reale di clienti alimentati in bassa tensione (di seguito: clienti BT) coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico, fissandone la decorrenza al 1° gennaio 2010 per le imprese distributrici che si avvalgono del sistema di telegestione dei misuratori elettronici (comma 14.6 della deliberazione n. 122/06, ora comma 14.4 del TIQE);
- con la deliberazione n. 292/06 l'Autorità ha:
  - posto l'obbligo di installare, presso tutti i punti di prelievo in bassa tensione, misuratori elettronici predisposti per la telegestione e telelettura, conformi a determinati requisiti funzionali minimi (articoli 4, 5, 6 e 7);
  - regolato le modalità di adempimento del predetto obbligo, definendo, per i punti di prelievo con potenza sino a 55 kW, le seguenti percentuali minime di punti presso cui effettuare l'installazione entro determinate scadenze temporali: 25% del numero totale di punti entro il 31 dicembre 2008; 65% entro il 31 dicembre 2009; 90% entro il 31 dicembre 2010; 95 % entro il 31 dicembre 2011 (articolo 8);
  - previsto che i misuratori installati siano messi in servizio, in modo da renderli disponibili alle funzioni di telegestione e telelettura, entro il 30 giugno di ogni anno successivo a quello indicato per l'installazione (articolo 8 bis);
  - introdotto un incentivo da riconoscere alle imprese distributrici che si avvalgono del sistema di telegestione dei misuratori elettronici per la registrazione delle interruzioni del servizio elettrico, a ulteriore condizione che, entro la data del 31 dicembre 2009, tali misuratori siano installati e messi in servizio presso un numero di punti di prelievo pari ad almeno l'85% del numero totale (articolo 12);
- quanto alle modalità per riconoscere l'indennizzo, l'articolo 12 della deliberazione n. 292/06, prevede che:
  - le imprese distributrici interessate presentino istanza entro il 31 marzo 2008, unitamente al piano di installazione dei misuratori elettronici che intendono mettere in atto ai fini della completa realizzazione della funzione di rilevazione delle interruzioni dei clienti BT;
  - l'incentivo sia erogato nel 2010 con provvedimento dell'Autorità, fatto salvo l'esito di controlli finalizzati all'accertamento della piena realizzazione della funzione (di seguito: controlli);
- in data 18 dicembre 2008 l'Autorità ha dato notizia dei procedimenti avviati ai sensi dell'articolo 12 della deliberazione n. 292/06, pubblicando l'elenco delle imprese distributrici che hanno presentato istanza;
- in data 20 marzo 2009 la Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità ha organizzato un incontro tecnico con le predette imprese, finalizzato all'acquisizione di informazioni utili alla predisposizione di una *check-list* funzionale all'effettuazione di controlli presso le sedi delle imprese distributrici (di

seguito: *check-list*); tuttavia i soggetti interessati non hanno fornito elementi positivi utili alla predisposizione della *check-list*;

- come previsto al punto C3.2 del Piano operativo annuale per l'anno 2009, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione nel quale ha formulato i propri orientamenti in materia di controlli, suddividendoli tra controlli da effettuarsi presso gli uffici dell'Autorità (di seguito: controlli in sede) e controlli da effettuarsi presso le sedi delle imprese distributrici (di seguito: controlli in sito);
- per quanto riguarda i controlli in sede, l'Autorità ha proposto di prevedere l'accertamento:
  - del rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio dei misuratori di cui agli articoli 8 e 8bis della deliberazione n. 292/06, come da comunicazione delle imprese distributrici ai sensi dell'articolo 10 della deliberazione n. 292/06 (controllo in sede n. 1);
  - del numero di punti di prelievo BT con contratto di trasporto attivo al 31 dicembre 2009 dotati di misuratore conforme ai requisiti di cui agli articoli da 4 a 7 della deliberazione n. 292/06 messo in servizio (controllo in sede n. 2);
  - della effettuazione delle comunicazioni dati ai sensi all'articolo 10 della deliberazione n. 292/06 e dei commi 16.1 e 16.4 del TIQE (controllo in sede n. 3);
- per quanto riguarda i controlli in sito, l'Autorità ha proposto che vengano effettuati a seguito della predisposizione della *check-list* che includa l'accertamento:
  - della effettiva messa in servizio dei misuratori elettronici installati sui punti di prelievo BT (controllo in sito n. 4);
  - dell'effettuazione degli aggiornamenti con cadenza continuativa della variazione di consistenza dell'utenza BT (controllo in sito n. 5);
  - che tutti i clienti BT effettivamente disalimentati siano stati registrati come disalimentati (controllo in sito n. 6);
  - che la registrazione dei clienti BT disalimentati e dotati di misuratore elettronico sia effettivamente avvenuta tramite tali misuratori (controllo in sito n. 7);
- con il documento per la consultazione l'Autorità ha inoltre precisato che, anche in ragione dell'elevato numero delle istanze pervenute, i controlli in sede e in sito saranno effettuati anche dopo il 2010, con la conseguenza che in tali casi, qualora l'esito del controllo non sia conforme, l'incentivo erogato nel 2010 dovrà essere restituito dall'impresa distributrice secondo modalità da definire con successivo provvedimento;
- le osservazioni pervenute da parte dei soggetti interessati in relazione ai controlli in sede hanno contestato in particolare i controlli n. 1 e 3 prospettati nel documento per la consultazione, muovendo i seguenti ordini di rilievi critici:
  - la previsione di verifiche sul rispetto degli adempimenti previsti per il passato (2008) e per il futuro (2010 e 2011), contrasterebbe con lo *"spirito della delibera 292/06"* che riconosce un incentivo *una tantum* connesso con il solo adempimento dell'85% previsto per l'anno 2009 (di seguito: rilievo R1);
  - l'introduzione di verifiche sul rispetto degli adempimenti degli obblighi di installazione e messa in servizio dei misuratori di cui agli articoli 8 e 8bis della deliberazione n. 292/06, nonché dei relativi obblighi informativi, altererebbe il quadro normativo cui avrebbero fatto affidamento gli operatori ai fini dei loro investimenti, e non sarebbe funzionale all'obiettivo della diffusione di un

sistema avanzato per registrazione delle interruzioni attraverso l'utilizzo dei misuratori elettronici (di seguito: rilievo R2);
- mediante i controlli in sede l'Autorità introdurrebbe criteri per l'erogazione dell'incentivo originariamente non previsti, peraltro in un momento successivo all'avvio degli stessi procedimenti; si tratterebbe in particolare, della disciplina ordinaria in materia di qualità dei servizi elettrici e di installazione e messa in servizio dei misuratori elettronici (di seguito: rilievo R3);
- rispetto a quest'ultima disciplina l'articolo 12 della deliberazione n. 292/06 introdurrebbe una previsione speciale in forza della quale l'erogazione dell'incentivo sarebbe condizionata alla sola l'installazione e messa in servizio dell'85% dei misuratori elettronici; invece, per gli altri aspetti del programma di installazione e messa in servizio, l'impresa distributrice non sarebbe nemmeno tenuta ai vincoli definiti dagli articoli 8 e 8bis della deliberazione n. 292/06 (di seguito: rilievo R4);

- le osservazioni sia di carattere generale, sia in riferimento alla predisposizione della *check-list*, pervenute da parte dei soggetti interessati, hanno evidenziato che:
  - le imprese hanno incontrato difficoltà nell'attuazione delle attività di programmazione/intervento messe in atto per la realizzazione del progetto a suo tempo avviato (di seguito: rilievo R5);
  - il progetto per l'utilizzo dei misuratori elettronici per la registrazione della continuità del servizio dei clienti BT ha avuto un forte impatto in termini di integrazione dei sistemi già presenti, sviluppo di nuove funzionalità, modifica dei processi delle attività, completamento dei sistemi di telegestione e soluzione di problematiche legate al campo; tali interventi, pur essendo in fase di ultimazione, richiedono il completamento di alcuni aspetti della regolazione tuttora in discussione, necessari per il corretto allineamento delle soluzioni implementate nei sistemi informatici (di seguito: rilievo R6);
  - l'utilizzo del sistema di telegestione per l'acquisizione dei dati della continuità del servizio necessita di implementazioni informatiche, procedurali e operative onerose per le imprese distributrici, anche in considerazione della mancata definizione della disciplina dei controlli da parte dell'Autorità; pertanto alcune imprese non sarebbero in grado di rispettare i tempi previsti dal comma 14.4 del TIQE per l'avvio del nuovo di sistema di rilevazione delle interruzioni (di seguito: rilievo R7);
  - nei casi in cui le imprese non siano in grado di rispettare il termine dell'1 gennaio 2010 previsto dal TIQE risulta l'esigenza di poter continuare ad adottare, in fase transitoria, la metodologia attualmente utilizzata (di seguito: rilievo R8);
  - le imprese non sono in grado di rispettare, già a partire dal primo anno di avvio del nuovo sistema di registrazione, qualunque tipo di indicatore di performance vincolante ai fini della erogazione dell'incentivo (di seguito: rilievo R9).

Considerato inoltre che:

- gli incentivi previsti dall'articolo 12 della deliberazione n. 292/06 sono diretti a premiare imprese distributrici virtuose che, nella registrazione del continuità del servizio, si attengono a standard qualitativi più elevati rispetto a quelli ordinari previsti per la generalità delle imprese;

- più in particolare, i predetti incentivi perseguono la finalità di promuovere l'impiego dei misuratori elettronici per la rilevazione delle interruzioni del servizio elettrico, secondo un programma di installazione e messa in servizio degli stessi "accelerato" rispetto a quello previsto dagli articoli 8 e 8bis della deliberazione n. 292/06 (in particolare, anticipando al 2009 l'installazione e la messa in servizio della maggior parte di essi); pertanto risultano privi di fondamento:
  - i rilievi R1 e R4, che porterebbero alla paradossale conseguenza di riconoscere l'incentivo ad imprese distributrici che non siano in grado di rispettare i livelli ordinari di installazione e messa in servizio, previsti dalle altre disposizioni della deliberazione n. 292/06, oppure che violino gli obblighi di comunicazione e registrazione necessari per le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità;
  - il rilievo R3 in quanto il quadro degli adempimenti ordinari (articoli 8, 8bis e 10 della deliberazione n. 292/06) e di quelli ulteriori richiesti dall'articolo 12 della deliberazione n. 292/06 erano chiari e noti a tutte le imprese al momento della formulazione dell'istanza per l'incentivo;
  - il rilievo R2 in quanto gli operatori non potevano compiere, senza colpa, alcun affidamento su un quadro di adempimenti diverso da quello sopra rappresentato;
- peraltro, l'attuazione di tutti i controlli in sede prospettati nel documento per la consultazione richiede un insieme di attività che, anche dall'esame degli elementi acquisiti, risultano particolarmente onerose per gli Uffici dell'Autorità in relazione alle risorse ed ai tempi necessari;
- la presunta incompletezza della disciplina dell'Autorità, anche in materia di controlli, sottolineata dalle considerazioni espresse nella seconda parte dei rilievi R6 e R7, non è rilevante dal momento che:
  - la *check-list* non è una specifica tecnica di progetto, ma uno strumento per verificare il rispetto di disposizioni già vigenti;
  - i requisiti funzionali minimi a cui i misuratori elettronici devono essere conformi sono già stabiliti dagli articoli da 4 a 7 della deliberazione n. 292/06;
  - l'Autorità non ha previsto requisiti specifici riguardanti le modalità di registrazione delle interruzioni del servizio elettrico tramite i misuratori elettronici e i sistemi di telegestione proprio per lasciare alle imprese distributrici l'individuazione delle soluzioni più efficienti;
- le considerazioni espresse nei rilievi R5, R6, R7 e R8, sebbene di carattere generale, impattano anche sulla predisposizione della *check-list* e, per tale motivo, rilevano ai fini degli orientamenti formulati dall'Autorità in merito ai controlli in sito n. 4, 5, 6 e 7.

Ritenuto che:

- sia necessario disporre i controlli in sede n. 1, 2 e 3, rinviando a successivo provvedimento la predisposizione della *check-list*, e la conseguente adozione della disciplina dei relativi controlli in sito n. 4, 5, 6 e 7;
- sia opportuno semplificare la disciplina dei controlli in sede per evitare eccessivi appesantimenti procedimentali; sia a tal fine necessario limitare il controllo in sede n. 1 relativo alla verifica dell'adempimento principale consistente nella messa in servizio del 95% dei misuratori elettronici entro il 30 giugno 2012;

- anche in relazione alle considerazioni espresse nei rilievi da R5 a R9, riconoscere un differente incentivo, in misura ridotta, a tutte le imprese distributrici che siano in grado di raggiungere l’85% di misuratori messi in servizio presso i punti di prelievo entro il 31 dicembre 2010, incluse quelle che hanno già presentato istanza entro il 31 marzo 2008, a condizione che rinuncino all’incentivo previsto dal comma 12.1 della deliberazione n. 292/06 in caso di raggiungimento della percentuale dell’85% entro il 31 dicembre 2009;
- sia pertanto necessario, anche al fine di non vanificare gli investimenti effettuati e le potenziali opportunità future offerte dai sistemi di telegestione, come osservato dalle stesse imprese distributrici, consentire il differimento al 1° gennaio 2011 dell’efficacia dell’obbligo di cui al comma 14.4 del TIQE per le imprese che intendono beneficiare dell’incentivo nella misura ridotta;
- sia necessario, per effetto di quanto esposto nei due precedenti punti, prorogare fino a tutto il 2010 il metodo di registrazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico attualmente adottato da tali imprese distributrici;
- sia necessario rinviare a successivo provvedimento la disciplina della restituzione dell’incentivo, in caso di esito negativo dei controlli effettuati in anni successivi a quello di erogazione;
- sia necessario aggiornare la deliberazione n. 292/06 per tenere conto dell’entrata in vigore del TIQE e dell’istituzione del conto qualità dei servizi elettrici disposta dal TIT;
- sia necessario provvedere alla rettifica degli errori materiali riscontrati nel TIQE e nella deliberazione n. 292/06.

DELIBERA

1. Di approvare le seguenti modifiche e integrazioni all’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas (di seguito: l’Autorità) 18 dicembre 2006, n. 292/06:
   a. all’articolo 1 è aggiunta la seguente definizione: "l’Allegato A alla deliberazione n. 348/07 è l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificato e integrato.";
   b. al comma 9bis.1, lettera d), le parole “della deliberazione n. 292/06” sono eliminate;
   c. al comma 12.1 le parole “14.3, lettera c), della deliberazione n. 122/06” sono sostituite dalle parole “11.1, lettera c), dell’Allegato A alla deliberazione 19 dicembre 2007 n. 333/07, come successivamente modificato e integrato (di seguito: Allegato A alla deliberazione n. 333/07)”;
   d. al comma 12.2 le parole “ “Oneri per recuperi di continuità” di cui al Testo integrato” sono sostituite dalle parole “ qualità dei servizi elettrici di cui all’Allegato A alla deliberazione n. 348/07” e le parole “ a seguito di controlli che accertino la piena realizzazione della funzione” sono sostituite dalle parole “. A tal fine si applicano i controlli di cui all’Allegato A alla deliberazione 10 dicembre 2009 ARG/elt 190/09”;
   e. all’articolo 12 sono aggiunti i seguenti commi:

"12.5 E' riconosciuto un incentivo pari a due terzi di quello di cui al comma 12.1 per ogni impresa distributrice che comunica all'Autorità entro il 31 marzo 2010, esclusivamente tramite il sistema telematico reso disponibile sul sito internet dell'Autorità per la comunicazione di cui al comma 16.1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 333/07, l'intenzione di raggiungere la percentuale di misuratori messi in servizio di cui al comma 12.4 entro il 31 dicembre 2010. Tale incentivo ridotto sarà erogato nell'anno 2011 con apposito provvedimento dell'Autorità a valere sul conto qualità dei servizi elettrici di cui al Testo integrato. A tal fine si applicano i controlli di cui all'Allegato A alla deliberazione 10 dicembre 2009 ARG/elt 190/09.

12.6 Le imprese distributrici che hanno presentato istanza ai sensi del comma 12.3 hanno titolo all'incentivo di cui al comma 12.5 presentando la comunicazione nei termini e con le modalità ivi previsti. Tale comunicazione comporta la rinuncia all'incentivo di cui al comma 12.1.".

2. Di approvare le seguenti modifiche e integrazioni all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, recante il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011, come successivamente modificato e integrato:

   a. all'articolo 14 è aggiunto il seguente comma:
   "14.6 Per le imprese distributrici di qualunque dimensione che effettuano la comunicazione di cui al comma 12.5 dell'Allegato A alla deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06, l'obbligo di registrazione del numero reale di clienti BT decorre dal 1° gennaio 2011. Fino al 31 dicembre 2010 tali imprese adottano una delle modalità di registrazione consentite dall'articolo 11.";

   b. al comma 53.3 dopo le parole "1° gennaio 2010." sono aggiunte le seguenti parole "Per le imprese distributrici di cui al comma 14.6 si applicano le disposizioni di cui al successivo comma 53.4 sino a tutto il 2010.";

   c. al comma 6.1, lettera c), la parola "distributrice" è sostituita dalla parola "distributrici";

   d. al comma 32.2 le parole "comma 16.1" sono sostituite dalle parole "comma 16.2";

   e. al comma 53.1, lettera c), la parola "500.000" è sostituita dalla parola "50.000";

   f. al comma 66.3, lettera e), la parola "straordinarie" è sostituita dalla parola "temporanee".

3. Di approvare l'Allegato A alla presente deliberazione, di cui forma parte integrante e sostanziale, in materia di "Controlli per l'erogazione dell'incentivo per l'utilizzo dei misuratori elettronici ai fini della rilevazione dei clienti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico".

4. Di rinviare a successivo provvedimento:

a. la predisposizione della *check-list* funzionale alla effettuazione dei controlli presso le sedi delle imprese distributrici che hanno presentato istanza ai sensi dei commi 12.3 o 12.5 della deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06;
b. le modalità di restituzione dell'incentivo di cui al comma 12.1 o al comma 12.5 della deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06, nel caso in cui almeno uno dei controlli effettuati successivamente all'erogazione del medesimo incentivo abbia esito non conforme.

5. Di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) l'Allegato A alla deliberazione 18 dicembre 2006, n. 292/06, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

6. Di pubblicare sul sito internet dell'Autorità l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, come risultante dalle modificazioni ed integrazioni apportate con il presente provvedimento.

7. Di pubblicare il presente provvedimento sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 10 dicembre 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Controlli per l'erogazione dell'incentivo per l'utilizzo dei misuratori elettronici ai fini della rilevazione dei clienti in bassa tensione coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico

Titolo I - Disposizioni generali

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento valgono, in quanto applicabili, le definizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 292/06) e di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2007, n. 333/07, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: TIQE).

Articolo 2
Oggetto e ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento si applica alle imprese distributrici che abbiano presentato la comunicazione di cui ai commi 12.3 e 12.5 della deliberazione n. 292/06 ai fini dell'ottenimento dell'incentivo relativo all'utilizzo dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione per la registrazione dei clienti BT coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico (di seguito: l'incentivo).

2.2 Il presente provvedimento definisce le modalità con cui l'Autorità effettua i controlli per verificare che le imprese distributrici di cui al comma 2.1 abbiano titolo a ricevere l'incentivo.

2.3 I controlli di cui al presente provvedimento possono essere effettuati dall'Autorità sia prima dell'erogazione dell'incentivo, sia successivamente ad essa.

Articolo 3
Effetto dell'esito dei controlli

3.1 L'impresa distributrice non ha titolo a beneficiare dell'incentivo nel caso in cui uno dei controlli di cui al presente provvedimento abbia avuto esito non conforme.

3.2 Qualora l'impresa distributrice abbia già ricevuto l'incentivo e non abbia titolo di beneficiarne, essa è tenuta a restituirlo.

Titolo II - Controlli dei dati comunicati dalle imprese distributrici svolti presso la sede dell'Autorità

Articolo 4
Controllo dell'avvenuta comunicazione dei dati previsti dall'articolo 10 della deliberazione n. 292/06

4.1 Per ogni anno a partire dal 2009 e fino al 2012 l'Autorità verifica che l'impresa distributrice abbia comunicato i dati previsti dall'articolo 10 della deliberazione n. 292/06.

4.2 Il controllo ha esito non conforme se l'impresa distributrice non ha effettuato la comunicazione di cui all'articolo 10 della deliberazione n. 292/06.

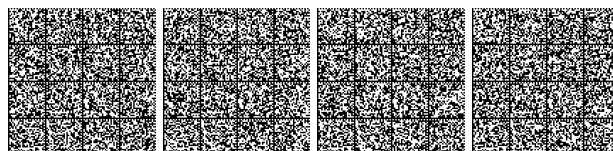
Articolo 5
Controllo dell'avvenuta comunicazione degli indicatori di continuità del servizio di distribuzione

5.1 Per ogni anno a partire dal 2009 e fino al 2012, l'Autorità verifica che l'impresa distributrice abbia comunicato i dati previsti dal comma 16.1 del TIQE.

5.2 Il controllo ha esito non conforme se l'impresa distributrice non ha effettuato la comunicazione di cui al comma 16.1 del TIQE.

Articolo 6
Controllo del rispetto degli obblighi di messa in servizio dei misuratori elettronici

6.1 Nel 2010 l'Autorità verifica che l'impresa distributrice che ha presentato istanza ai sensi del comma 12.3 della deliberazione 292/06 abbia dichiarato di aver messo in servizio al 31 dicembre 2009 misuratori elettronici in un numero di punti di prelievo in bassa tensione con contratto di trasporto attivo pari o superiore all'85% del numero totale di punti di prelievo in bassa tensione. L'Autorità verifica inoltre che l'impresa distributrice abbia dichiarato l'effettiva implementazione nei misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2009 di tutte le funzioni di telegestione e telelettura di cui alla lettera m) del comma 4.2 della deliberazione n. 292/06.

6.2 Nel 2011 l'Autorità verifica che l'impresa distributrice che ha presentato istanza ai sensi del comma 12.5 della deliberazione 292/06 abbia dichiarato di aver messo in servizio al 31 dicembre 2010 misuratori elettronici in un numero di punti di prelievo in bassa tensione con contratto di trasporto attivo pari o superiore all'85% del numero totale di punti di prelievo in bassa tensione. L'Autorità verifica inoltre che l'impresa distributrice abbia dichiarato l'effettiva implementazione nei misuratosi elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2010 di tutte le funzioni di telegestione e telettura di cui alla lettera m) del comma 4.2 della deliberazione n. 292/06.

6.3 Nel 2012 l'Autorità verifica inoltre che le imprese distributrici che hanno presentato istanza per avvalersi dell'incentivo abbiano dichiarato di aver reso disponibili al 30 giugno 2012 alle funzioni di telegestione e di telelettura di cui alla lettera m) del comma 4.2 della deliberazione n. 292/06 misuratori elettronici in punti di prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW in percentuale uguale o superiore alla percentuale indicata al comma 8.1, lettera a), punto iv. della deliberazione n. 292/06.

6.4 Per le imprese distributrici che hanno presentato istanza ai sensi del comma 12.3 della deliberazione n. 292/06 il controllo ha esito non conforme se si verifica almeno una delle seguenti condizioni:

a) con riferimento al comma 6.1 l'impresa distributrice ha dichiarato la messa in servizio di misuratori elettronici in un numero di punti di prelievo in bassa tensione con contratto di trasporto attivo inferiore all'85% al 31 dicembre 2009 del numero totale di punti di prelievo in bassa tensione;

b) con riferimento al comma 6.1 l'impresa distributrice non ha dichiarato l'effettiva implementazione nei misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2009 di tutte le funzioni di telegestione e telelettura di cui alla lettera m) del comma 4.2 della deliberazione n. 292/06;

c) con riferimento al comma 6.3 l'impresa distributrice ha dichiarato di aver reso disponibili al 30 giugno 2012 alle funzioni di telegestione e di telelettura di cui alla lettera m) del comma 4.2 della deliberazione n. 292/06 misuratori elettronici in punti di prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW in percentuale inferiore alla percentuale indicata al comma 8.1, lettera a), punto iv. della deliberazione n. 292/06.

6.5 Per le imprese distributrici che hanno presentato istanza ai sensi del comma 12.5 della deliberazione n. 292/06 il controllo ha esito non conforme se si verifica almeno una delle seguenti condizioni:

a) con riferimento al comma 6.2 l'impresa distributrice ha dichiarato la messa in servizio di misuratori elettronici in un numero di punti di prelievo in bassa tensione con contratto di trasporto attivo inferiore all'85% al 31 dicembre 2010 del numero totale di punti di prelievo in bassa tensione;

b) con riferimento al comma 6.2 l'impresa distributrice non ha dichiarato l'effettiva implementazione nei misuratori elettronici messi in servizio al 31 dicembre 2010 di tutte le funzioni di telegestione e telelettura di cui alla lettera m) del comma 4.2 della deliberazione n. 292/06;

c) con riferimento al comma 6.3 l'impresa distributrice ha dichiarato di aver reso disponibili al 30 giugno 2012 alle funzioni di telegestione e di telelettura di cui alla lettera m) del comma 4.2 della deliberazione n. 292/06 misuratori elettronici in punti di prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW in percentuale inferiore alla percentuale indicata al comma 8.1, lettera a), punto iv. della deliberazione n. 292/06

10A01311

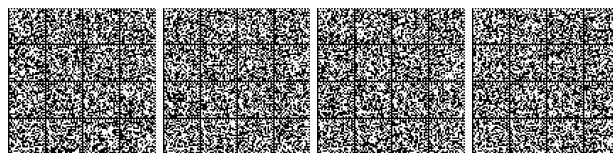
DELIBERAZIONE 11 dicembre 2009.

Disposizioni in materia di contenimento del rischio creditizio per il mercato dell'energia elettrica al dettaglio e istituzione di un sistema indennitario a favore degli esercenti la vendita per morosità dei clienti finali. (Deliberazione n. ARG/elt 191/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione dell'11 dicembre 2009

Visti:

- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73/07 (di seguito: decreto-legge 18 giugno 2007) convertito in legge 3 agosto 2007 n. 125;
- la legge 23 luglio 2009, n. 99;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 31 dicembre 1999, n. 200/1999 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 200/99);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06 e successive modificazioni e integrazioni;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2006, n. 292/2006 e successive modificazioni e integrazioni;
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007 n. 156/07 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: TIV);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2007, n. 333/07 e successive modificazioni e integrazioni;
- l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2008, ARG/elt 4/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 4/08);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 31 marzo 2008, ARG/elt 42/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 42/08);
- l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 08 agosto 2008, ARG/elt 117/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 117/08);
- la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2008, ARG/elt 134/08;
- la deliberazione dell'Autorità 14 ottobre 2008, GOP 42/09;
- il documento per la consultazione 23 luglio 2009, atto n. 23/09, recante "Strumenti volti al contenimento del rischio creditizio per i venditori del

mercato dell'energia elettrica e proposte di modifica della deliberazione ARG/elt 4/08 in tema di clienti non disalimentabili” (di seguito: DCO 23/09).

Considerato che:

- l’articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 affida all’Autorità, fra le altre, la finalità di garantire la promozione dell’efficienza nel settore dei servizi di pubblica utilità, promuovendo altresì la tutela degli interessi di utenti e consumatori;
- l'articolo 2, comma 20, lettera a, della legge n. 481/95, prevede che l'Autorità, per lo svolgimento delle proprie funzioni, richiede documenti e informazioni; e che l'inadempimento a tali richieste costituisce, ai sensi della lettera c del medesimo comma, presupposto per l'adozione di una sanzione amministrativa pecuniaria da parte dell'Autorità;
- con la deliberazione ARG/elt 4/08, l’Autorità ha, tra l’altro:
  - regolato le modalità con cui l’esercente la vendita può sospendere la fornitura di energia elettrica a tutela del proprio credito nei confronti del cliente finale inadempiente;
  - tutelato le esigenze del credito dell’esercente la salvaguardia da possibili comportamenti opportunistici del cliente finale, assicurando all’esercente la possibilità di cedere al nuovo venditore entrante, in occasione di ciascuno *switching*, il credito relativo alle due ultime fatture emesse e non pagate dal cliente finale;
  - rinviato ad un successivo provvedimento l’adozione di misure ulteriori atte a consentire agli esercenti la vendita di dotarsi di strumenti idonei a ridurre il rischio da inadempimento dei propri clienti;
- con il documento per la consultazione DCO 23/09 l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito alla regolazione di strumenti volti al contenimento del rischio creditizio per gli esercenti la vendita del mercato dell’energia elettrica e ha formulato proposte di modifica della deliberazione ARG/elt 4/08 in tema di clienti finali non disalimentabili, evidenziando in particolare l'intenzione di:
  a. predisporre un elenco sull’affidabilità e puntualità dei pagamenti dei clienti finali, al fine di permettere ai venditori una migliore formulazione delle offerte commerciali in linea con il profilo di rischio creditizio del cliente;
  b. rivedere nella quantità e nelle modalità, le garanzie rilasciate dal cliente finale, al fine di minimizzare l’esposizione creditizia in caso di mancato pagamento;
  c. riconoscere all’esercente la maggior tutela la facoltà di subordinare l’erogazione delle prestazioni oggetto del servizio nei confronti di un cliente finale con situazioni di morosità pregressa;
  d. predisporre un sistema di misure specifiche a tutela del credito dell’esercente la vendita nei casi di usi opportunistici dello *switching* da parte del cliente finale che ha titolo di beneficiare del servizio di maggior tutela; in particolare attraverso l’istituzione di un servizio di incasso del credito dell’esercente la vendita uscente mediante il concorso su base volontaria degli altri venditori (di seguito: *Pool*);
  e. stabilire che, nell’ambito del *Pool* una controparte centrale interagirebbe con tutti i venditori che vi aderiscono, al fine di riscuotere, mediante la

cooperazione dell'esercente la vendita entrante, il credito maturato dall'esercente la vendita uscente relativo alle due ultime fatture emesse e non pagate dal cliente finale (di seguito: il Credito);

f. prevedere la prestazione, per i casi in cui il *Pool* non consenta di riscuotere il Credito, di un servizio di factoring erogato da un'unica società specializzata, selezionata e coordinata dalla controparte centrale del *Pool*;

g. prevedere un servizio di recupero del Credito dell'esercente la maggior tutela, svolto dalla società Equitalia S.p.A. sulla base di una convenzione con la controparte centrale del *Pool*;

h. introdurre modifiche relative all'identificazione dei clienti finali non disalimentabili di cui all'articolo 18 della deliberazione ARG/elt 4/08;

- dalle osservazioni degli operatori al DCO 23/09 è emersa:
  a. una generale condivisione da parte degli operatori interessati (singoli venditori e associazioni di categoria) relativamente agli obiettivi generali prospettati, pur con aspetti di criticità riferiti alle modalità implementative proposte;
  b. una mancanza di condivisione da parte delle associazioni dei consumatori con riferimento alle modalità di individuazione dei soggetti destinatari degli interventi proposti (clienti finali con situazioni di morosità), oltre all'esigenza di predisporre indicatori che consentano di quantificare e meglio identificare il fenomeno relativo alla morosità;
  c. in particolare, per ciascuno degli interventi proposti, è emerso quanto segue:
     - con riferimento all'elenco sull'affidabilità e puntualità dei pagamenti dei clienti finali gli operatori hanno manifestato un generale consenso, ravvisando al contempo la necessità che le informazioni in esso contenute acquisiscano un carattere di maggiore storicità e che la definizione di ritardo nei pagamenti sia riformulata specificando con maggior dettaglio per quale entità del credito e il termine decorso il quale si possa procedere all'inserimento del cliente nell'elenco; le associazioni dei consumatori hanno invece ritenuto penalizzante la modalità di individuazione dei clienti che ricadrebbero nell'elenco ravvisando altresì problemi di tutela dei dati personali;
     - con riferimento alla revisione del deposito cauzionale gli operatori, pur condividendo la necessità di incrementare l'ammontare del deposito, hanno evidenziato l'eccessiva complessità delle previsioni relative alle modalità di rateizzazione e restituzione delle maggiorazioni proposte; le associazioni dei consumatori hanno invece evidenziato che un'eventuale maggiorazione dovrebbe essere stabilita in relazione alla gravità della situazione di morosità e comunque non riguardare i clienti buoni pagatori;
     - con riferimento alle ulteriori proposte relative all'incentivazione della domicilazione bancaria e all'introduzione di ulteriori nuove forme di garanzia è stata espressa una generale non condivisione delle proposte motivata dall'onerosità della loro implementazione;
     - con riferimento alla proposta di limitazione del servizio di maggior tutela nei confronti dei clienti finali con situazioni di morosità pregressa è stato espresso un generale consenso, tuttavia le associazioni dei

consumatori ravvisano la necessità di limitare l'intervento ai casi di grave morosità;
  - con riferimento all'istituzione del *Pool*, e degli ulteriori servizi di *factoring* e di recupero crediti da parte di Equitalia, le associazioni dei consumatori hanno paventato possibili inefficienze da parte dei venditori nell'applicazione di un sistema complesso, a pregiudizio dell'intera platea dei clienti finali cui sarebbe posto a carico l'onere per la sua realizzazione e gestione; alcuni operatori hanno criticato il *Pool* paventando problemi nella gestione dei rapporti con i propri clienti nel caso di riscossione di un credito altrui; altri operatori, invece, pur condividendo l'impostazione generale del servizio, hanno evidenziato l'esigenza di rendere obbligatoria l'adesione al *Pool* per tutti i venditori, al fine di prevenire il rischio di perdere clientela a beneficio dei propri concorrenti che non vi aderiscano;
- dalle osservazioni degli operatori al DCO 23/09 è emerso, inoltre, un generale consenso relativamente al coinvolgimento degli esercenti la vendita per l'identificazione dei clienti finali non disalimentabili.

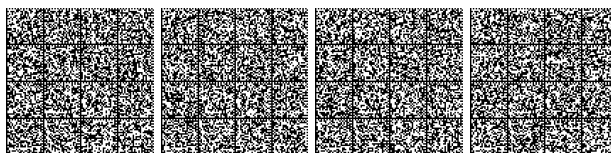
Considerato che:

- le osservazioni al DCO 23/09 evidenziano la generale esigenza di definire criteri che consentano di identificare in modo certo e puntuale i clienti finali con situazioni di morosità, al fine di differenziare gli interventi in relazione alle cause del fenomeno della morosità, tenendo altresì in considerazione le contingenti difficoltà di pagamento dovute all'attuale situazione economica oltre all'esigenza di predisporre indicatori che consentano di quantificare e meglio identificare il fenomeno relativo alla morosità;
- con riferimento all'elenco sull'affidabilità e puntualità dei pagamenti, sono in atto una serie di incontri tra gli Uffici dell'Autorità e del Garante della protezione dei dati personali per l'analisi delle condizioni per garantirne l'introduzione nel rispetto delle garanzie nel trattamento dei dati personali;
- la revisione del deposito cauzionale deve contemperare la duplice esigenza di adeguare l'ammontare, determinato nell'anno 1999 e mai adeguato rispetto alla evoluzione del mercato, e di prevedere che l'ammontare del deposito cauzionale sia commisurato anche al merito di credito di ciascun cliente finale che richiede l'attivazione del servizio di maggior tutela;
- l'onere derivante dalle situazioni di morosità dei clienti finali è riconosciuto agli esercenti la maggior tutela nelle condizioni economiche applicate a tutti i clienti attraverso la previsione di una percentuale standard di svalutazione crediti e che tale percentuale dipende tra l'altro dalla dimensione del fenomeno relativo alla morosità dei clienti finali serviti in maggior tutela;
- la limitazione del servizio di maggior tutela nei confronti dei clienti finali con situazioni di morosità pregressa consente di diminuire l'esposizione creditizia degli esercenti la maggior tutela e conseguentemente di ridurre, almeno in parte, l'onere di cui al precedente alinea a carico di tutti i clienti finali serviti in maggior tutela;
- la disciplina generale in materia di tutela del credito consente all'impresa sottoposta ad obbligo legale di contrarre, quale l'esercente la maggior tutela, di

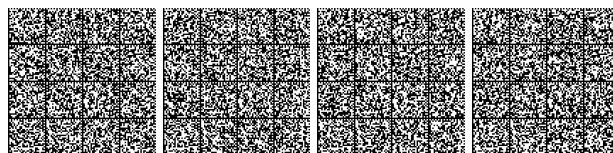
subordinare l'erogazione del servizio al preventivo adempimento di debiti pregressi, indipendentemente dall'importo di questi ultimi; l'intervento dell'Autorità è finalizzato a regolare le modalità con cui l'esercente la maggior tutela esercita tale facoltà, rispetto alla disciplina vigente in materia di *switching* e di attivazione del servizio stesso;

- l'efficacia del *Pool* (e dei connessi servizi di *factoring* e di recupero da parte di Equitalia prospettati nel DCO 23/09) richiede l'adesione volontaria ad esso della maggior parte dei venditori che operano nel mercato della vendita al dettaglio, avendo titolo l'Autorità ad imporre tale adesione ai soli esercenti la maggior tutela, nell'ambito della regolazione dei loro obblighi di servizio pubblico;
- gli esiti della consultazione hanno evidenziato, invece, la concreta possibilità che molti ed importanti operatori decidano di non aderire al *Pool* anche al fine di trarre un vantaggio competitivo rispetto a coloro che vi aderiscono;
- permane comunque l'esigenza di tutela degli esercenti la vendita in relazione al Credito, per il quale gli strumenti ordinari previsti dall'ordinamento risultano inadeguati; infatti:
  - a fronte dell'inadempimento del Credito non è più possibile esercitare l'eccezione di inadempimento, quando nei fatti l'inadempimento si può verificare solo dopo la data in cui ha effetto lo *switching*;
  - il costo che l'esercente la vendita sosterrebbe per azionare gli altri strumenti giudiziari e stragiudiziali è spesso maggiore dell'importo stesso del Credito;
- in assenza degli interventi prospettati nel DCO 23/09 volti a consentire agli esercenti la vendita di recuperare il Credito, la dinamica e l'entità del fenomeno della morosità segnalata, mediante l'uso strumentale dello *switching* comporta un aumento dei costi dell'attività di vendita al dettaglio con un conseguente peggioramento delle condizioni economiche praticate a tutti i clienti finali ed una conseguente limitazione del grado di apertura del mercato.

Considerato infine che:

- al fine di assicurare agli esercenti la salvaguardia, in occasione di ciascuno *switching*, la possibilità di cedere al venditore entrante il credito del cliente finale, la deliberazione ARG/elt 4/08 ha previsto che la richiesta di *switching* contenga, a pena di irricevibilità, la proposta irrevocabile del venditore entrante di acquistare l'eventuale credito dell'esercente la salvaguardia nei confronti del cliente finale, relativo alle due ultime fatture emesse per il servizio prestato e che la notifica delle fatture non pagate debba essere effettuata da quest'ultimo al venditore entrante dopo la data entro cui doveva essere pagata l'ultima fattura, ma non oltre i 20 giorni successivi;
- sono pervenute segnalazioni relativamente ad alcune criticità riferite alle tempistiche di cui al precedente alinea;
- la deliberazione ARG/elt 4/08 prevede disposizioni transitorie in materia di gestione della morosità dei clienti finali in caso di punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio;
- il programma temporale di installazione e messa in servizio dei misuratori elettronici di cui alla deliberazione n. 292/06 prevede che a decorrere dal 30 giugno 2011 sia messo in servizio il 90% dei misuratori elettronici con

riferimento ai punti di prelievo con potenza disponibile inferiore o uguale a 55 kW.

Ritenuto che sia:

- opportuno modificare la definizione di cliente buon pagatore di cui alla deliberazione n. 200/99 al fine di salvaguardare i casi in cui le situazioni di morosità siano derivanti da circostanze non dipendenti dalla volontà del cliente stesso;
- necessario introdurre opportuni strumenti per il monitoraggio dell'evoluzione del fenomeno della morosità, nonché dell'utilizzo da parte degli esercenti la vendita degli strumenti atti a contenere il rischio creditizio previsti dalla regolazione, con particolare riferimento all'istituto della sospensione della fornitura per morosità, prevedendo a tal fine introdurre obblighi di comunicazione in capo agli esercenti la vendita;
- necessario rinviare a successivo provvedimento la predisposizione dell'elenco sull'affidabilità e puntualità dei pagamenti, in conformità all'esito della procedura di cooperazione con il Garante per la protezione dei dati personali;
- opportuno rivedere le modalità di determinazione e aggiornamento del deposito cauzionale, prevedendo che il deposito stesso sia:
  - commisurato alla spesa di un mese di erogazione del servizio;
  - articolato sulla potenza contrattualmente impegnata per i punti di prelievo con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW e commisurato alla migliore stima di corrispettivi dovuti per 1 (uno) periodo di fatturazione per tutti gli altri punti di prelievo;
  - inizialmente maggiorato del 100% per i clienti finali con situazioni di morosità pregressa nei precedenti rapporti con l'esercente la maggior tutela che richiedono l'attivazione del servizio di maggior tutela;
  - invariato rispetto ai livelli attualmente vigenti per i punti di prelievo relativi a clienti ai quali è riconosciuta la compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica ai sensi della deliberazione ARG/elt 117/08;
- opportuno, anche in considerazione dell'attuale situazione economica, prevedere misure di gradualità nell'applicazione della revisione dell'ammontare del deposito cauzionale di cui al precedente alinea;
- opportuno modificare le modalità di attivazione del servizio di maggior tutela nei confronti di clienti finali con situazioni di morosità pregressa nei precedenti rapporti con l'esercente la maggior tutela, prevedendo che le prestazioni oggetto del servizio siano subordinate al pagamento degli importi dovuti e introducendo, a carico dei medesimi clienti, opportune maggiorazioni del deposito cauzionale al fine di minimizzare il rischio creditizio dell'esercente la maggior tutela;
- necessario, ai fini dell'implementazione delle misure di cui al precedente alinea, modificare coerentemente le procedure di *switching* di cui alla deliberazione ARG/elt 42/08 e le modalità di sospensione della fornitura in caso di morosità del cliente finale di cui alla deliberazione ARG/elt 4/08.

Ritenuto inoltre che sia:

- opportuno, anche al fine di disincentivare l'utilizzo strumentale dello *switching* da parte di alcuni clienti e a danno di altri, istituire, in luogo del *Pool* e dei connessi servizi di gestione del Credito per gli esercenti la vendita prospettati nel DCO 23/09, un sistema che permetta al esercenti la vendita uscente, per ciascun Credito, di ricevere un indennizzo adeguato, al fine di evitare che l'inadempimento dei clienti possa comprometterne l'equilibrio economico e finanziario (di seguito: sistema indennitario);
- necessario porre l'onere per ciascun indennizzo a carico del solo cliente finale che, essendo soggetto passivo del Credito, ne abbia determinato la corresponsione da parte del sistema;
- opportuno, per le finalità di cui al precedente alinea:
  - introdurre un apposito corrispettivo che l'impresa distributrice applichi unitamente a quelli previsti per il servizio di distribuzione relativi al punto di prelievo nella titolarità del cliente finale cui si riferisce il Credito;
  - prevedere che tali corrispettivi alimentino un apposito conto gestito dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (di seguito: Cassa) che provvederà ad erogare il corrispondente indennizzo al venditore uscente ammesso al sistema;
- opportuno prevedere un gestione centralizzata del suddetto sistema rinviando a successivo provvedimento l'individuazione del soggetto responsabile di tale sistema;
- opportuno, al fine di garantire il corretto funzionamento del predetto sistema indennitario; effettuare ulteriori approfondimenti su determinati aspetti applicativi e, pertanto sia opportuno:
  - definire sin d'ora i criteri generali di funzionamento del sistema indennitario relativi alla quantificazione dell'indennizzo, all'individuazione dei requisiti per l'ammissione al sistema, agli adempimenti essenziali dell'impresa distributrice, dell'utente il dispacciamento uscente, della Cassa e del soggetto responsabile del sistema;
  - rinviare ad un successivo provvedimento l'attuazione dei predetti criteri con particolare riferimento alla regolazione dei flussi informativi, dei termini per la corresponsione dell'indennizzo, nonché delle modalità con cui saranno compensati gli oneri sostenuti dai clienti finali inadempienti in caso di successivo pagamento del Credito;
  - avvalersi, per gli aspetti diversi da quelli richiamati al precedente alinea, dell'attività dell'Acquirente Unico perché formuli una proposta di regolamento predisposta in esito ad una procedura aperta ai soggetti interessati.
- opportuno rimandare ad un eventuale successivo provvedimento, anche a seguito degli approfondimenti in corso con il Ministero dell'economia l'implementazione delle misure relative al servizio di gestione del credito attraverso il recupero da parte di Equitalia prospettate nel DCO 23/09 per gli esercenti la maggior tutela.

Ritenuto infine che sia:

- opportuno prevedere che l'esercente la salvaguardia effettui la notifica delle fatture non pagate al venditore entrante dopo la data entro cui doveva essere pagata l'ultima fattura, ma non oltre i 40 giorni successivi, modificando in tal senso l'attuale previsione;
- necessario modificare le disposizioni transitorie della deliberazione ARG/elt 4/08, prevedendo che il numero medio di sospensioni mensili che ciascuna impresa distributrice è tenuta ad effettuare con riferimento a punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio sia definito fino al 30 giugno 2011 almeno pari al numero medio mensile di sospensioni effettuate nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2009 e il 31 dicembre 2009;
- opportuno, anche alla luce del generale consenso a tale proposta nel DCO 23/09, stabilire che gli esercenti la vendita comunichino all'impresa distributrice entro il giorno successivo al suo ricevimento la richiesta formulata da un cliente finale di essere inserito nell'elenco dei clienti finali non disalimentabili.

DELIBERA

Articolo 1

Modificazioni del TIV , della deliberazione ARG/elt 4/08 e della deliberazione ARG/elt 42/08 e della deliberazione n. 200/99

1.1 Sono approvate le modificazioni del TIV e delle deliberazioni ARG/elt 4/08 e ARG/elt 42/08, allegate alla presente deliberazione di cui formano parte integrante sostanziale (*Allegato A*).

1.2 La deliberazione n. 200/99 è modificata nei termini di seguito riportati

a) all'articolo 1 sono inserite le seguenti definizioni:
   - "**clienti buoni pagatori** sono i clienti finali diversi dai clienti cattivi pagatori;
   - **"clienti cattivi pagatori** sono i clienti che non abbiano provveduto nei termini di scadenza al pagamento dei corrispettivi relativi ad almeno 2 fatture, anche non consecutive, emesse nell'arco degli ultimi 365 giorni di fornitura effettivi nei confronti del medesimo esercente nel rispetto della periodicità di fatturazione prevista dal contratto, purchè:
     a) per almeno una di esse sia stata tempestivamente avviata una procedura di sospensione della fornitura;
     b) nessuna di esse contabilizzi corrispettivi per ricostruzione dei consumi in seguito ad accertato malfunzionamento del misuratore;
     c) non sussistano crediti nei confronti dell'esercente la vendita per precedenti fatture non ancora liquidati dall'esercente stesso;
     d) l'esercente la vendita abbia provveduto nei tempi previsti dalla delibera ARG/com 164/08 a fornire una risposta motivata ad una

eventuale richiesta di rettifica di fatturazione o ad un reclamo inerente i corrispettivi non pagati.”;

b) l’articolo 16 comma 16.1 della deliberazione n. 200/99 è sostituito dal seguente comma:

“16.1 L’ammontare del deposito cauzionale è determinato secondo le modalità di cui all’articolo 7ter del Testo integrato vendita di cui alla deliberazione n. 156/07.”.

Articolo 2

Sistema indennitario per l’esercente la vendita uscente a carico del cliente finale moroso

2.1 Sono approvate le disposizioni relative all’istituzione di un Sistema indennitario per l’esercente la vendita uscente a carico del cliente finale moroso, allegate alla presente deliberazione di cui formano parte integrante e sostanziale (*Allegato B*).

Articolo 3

Disposizioni transitorie e finali

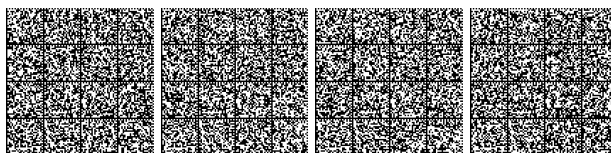
3.1 Con riferimento ai clienti finali già serviti, ad eccezione dei clienti ai quali è riconosciuta la compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica ai sensi della deliberazione ARG/elt 117/08 e dei clienti che ai sensi dell’articolo 15 della deliberazione n. 200/99 si avvalgono della domiciliazione bancaria, posta o su carta di credito, l’esercente la maggior tutela richiede la maggiorazione del livello del deposito cauzionale pari alla differenza tra l’ammontare determinato ai sensi dell’articolo 7ter del TIV e l’importo già versato, rateizzando, senza oneri ulteriori per il cliente, tale maggiorazione nei 12 successivi cicli di fatturazione a decorrere dalla prima bolletta utile emessa successivamente all’approvazione del presente provvedimento.

3.2 Le informazioni di cui al comma 10bis della deliberazione ARG/elt 4/08 trasmesse in occasione del primo invio successivo al 30 giugno 2009 devono anche contenere i dati relativi ai primi due trimestri dell’anno 2010.

3.3 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

3.4 Il TIV, l’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 04/08 e l’Allegato A alla deliberazione ARG/elt 42/08 con le modifiche risultanti dal presente provvedimento sono ripubblicati sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

Milano, 11 dicembre 2009

Il presidente: Ortis

ALLEGATO *A*

MODIFICAZIONI DEL TIV, DELLA DELIBERAZIONE ARG/ELT 4/08 E DELLA DELIBERAZIONE ARG/ ELT 42/08

.

Articolo 1
Modifiche al TIV

1.1 Il TIV è modificato nei termini indicati nel presente articolo.

1.2 All'articolo 1 è inserita la seguente definizioni:
- "**situazioni di morosità pregressa** sono le situazioni in cui un cliente finale in relazione a precedenti rapporti contrattuali con l'esercente la maggior tutela è stato identificato come cliente cattivo pagatore di cui alla deliberazione n. 200/99;".

1.3 Dopo l'articolo 4ter è inserito il seguente articolo:

"***Articolo 4quater***
Attivazione del servizio di maggior tutela nei confronti del cliente finale con situazioni di morosità pregressa

4quater.1 Fatta salva l'attivazione del servizio di maggior tutela ai sensi dell'articolo 5.8 della deliberazione ARG/elt 42/08 e del comma 4.3, l'esercente la maggior tutela, secondo le modalità e nei limiti di cui al presente articolo, si astiene dall'eseguire l'erogazione della fornitura con riferimento a qualsiasi punto di prelievo, nei confronti del cliente finale con situazioni di morosità pregressa, fintanto che tale cliente non corrisponda gli importi di cui al comma 4quater5.

4quater.2 Entro il medesimo termine di cui al comma 4.6, l'esercente la maggior tutela che ravvisi situazioni di morosità pregressa da parte del cliente finale titolare dei punti di prelievo per i quali si attiva il servizio di maggior tutela, richiede il pagamento degli importi di cui al comma 4quater5.

4quater.3 La richiesta di cui al comma 4quater.2 deve avvenire secondo le modalità previste dai commi 3.2 e 3.3 della deliberazione ARG/elt 4/08. Nella suddetta comunicazione dovrà anche essere specificato che l'erogazione della fornitura è subordinata al pagamento degli importi di cui al comma 4quater.5.

4quater.4 In caso di inadempimento della richiesta di cui al comma 4quater.2, se il punto di prelievo interessato non risulta disattivato, l'esercente la maggior tutela chiede la sospensione della fornitura ai sensi dell'articolo 4 della deliberazione ARG/elt 4/08.

4quater.5 Gli importi dovuti dal cliente finale all'esercente la maggior tutela comprendono:

a) gli importi a titolo di corrispettivo per l'erogazione del servizio di maggior tutela ancora dovuti in relazione ai precedenti rapporti contrattuali maggiorati di eventuali interessi di mora maturati per il ritardo del pagamento qualora per tali importi sia stata tempestivamente attivata, senza esiti, la procedura di messa in mora;

b) fatto salvo quanto previsto ai sensi dell'articolo 15 della deliberazione n. 200/99, il deposito cauzionale per un ammontare pari ad un livello pari al doppio rispetto ai valori indicati all'articolo 7ter.1.

4quater.6 La maggiorazione del deposito cauzionale di cui al comma 4quater.5, lettera b), è restituita al cliente finale che al termine dei primi dodici mesi di erogazione del servizio, ancora servito in maggior tutela, risulti cliente buon pagatore. La restituzione avviene mediante accredito dell'importo dovuto nella prima bolletta utile successiva."

1.4 Dopo l'artico 7bis è inserito il seguente articolo:

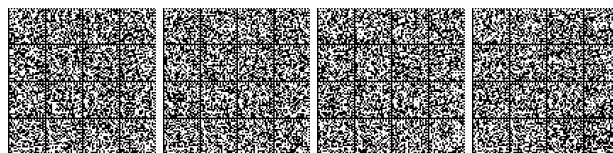
"***Articolo 7ter***
Ammontare del deposito cauzionale

7ter.1 L'ammontare del deposito cauzionale applicato dall'esercente la maggior tutela ai sensi dell'articolo 16 della deliberazione n. 200/99, fatto salvo quanto previsto ai sensi dei commi 7ter.2 e 7ter.3, è determinato in misura pari a:

a) 11,5 euro per ogni kW di potenza contrattualmente impegnata per i punti di prelievo della tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a);
b) 15,5 euro per ogni kW di potenza contrattualmente impegnata per i punti di prelievo della tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera c), con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW;
c) non superiore alla migliore stima dei corrispettivi dovuti per 1 (uno) periodo di fatturazione, per tutti gli altri punti di prelievo.

7ter.2 Per i punti di prelievo relativi a clienti ai quali è riconosciuta la compensazione della spesa per la fornitura di energia elettrica ai sensi della deliberazione ARG/elt 117/08, l'ammontare del deposito cauzionale applicato dall'esercente la maggior tutela ai sensi dell'articolo 16 della deliberazione n. 200/99 è determinato in misura pari a 5,2 euro per ogni kW di potenza contrattualmente impegnata.

7ter.3 L'ammontare del deposito cauzionale non deve in ogni caso essere richiesto nei casi in cui il cliente finale titolare del punto di prelievo richieda la domiciliazione bancaria, postale o su carta di credito ai sensi dell'articolo 15 della deliberazione n. 200/99.

7ter.4 Nei casi diversi rispetto all'articolo 4quater, l'esercente la maggior tutela applica, nel momento dell'attivazione del servizio di maggior tutela, un ammontare del deposito cauzionale pari a:
a) 5,2 euro per ogni kW di potenza contrattualmente impegnata per i punti di prelievo della tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera a);
b) 7,8 euro per ogni kW di potenza contrattualmente impegnata per i punti di prelievo della tipologia contrattuale di cui al comma 2.3, lettera c), con potenza disponibile non superiore a 16,5 kW;

c) l'intero ammontare determinato ai sensi del comma 7ter.1, lettera c), per tutti gli altri punti di prelievo.

7ter.5 La differenza tra il livello del deposito cauzionale definito ai sensi del comma 7ter.1 e la quota dell'ammontare del deposito cauzionale applicato ai sensi del comma 7ter.4 è rateizzata nei 12 successivi cicli di fatturazione, a decorrere dalla prima bolletta utile emessa successivamente all'attivazione del servizio di maggior tutela.

7ter.6 Il livello del deposito cauzionale di cui al comma 7ter.1 è aggiornato con cadenza biennale dall'Autorità.".

Articolo 2
Modifiche della deliberazione ARG/elt 4/08

2.1 La deliberazione ARG/elt 4/08 è modificata nei termini indicati nel presente articolo.

2.2 All'articolo 3, comma 3.4, le parole "decorsi 10 giorni" sono sostituite con le parole "decorsi 15 giorni".

2.3 All'articolo 4, comma 4.1, lettera b dopo le parole "a cui eroga il servizio" sono aggiunte le parole "anche nel caso del mancato pagamento degli importi di cui al comma 4*quater*.5 del TIV".

2.4 All'articolo 5, comma 5.1, le parole "A seguito" sono sostituite dalle parole "Fatto salvo quanto previsto al successivo comma 5.1bis, a seguito".

2.5 All'articolo 5, dopo il comma 5.1 è inserito il seguente comma:

"5.1bis Le richieste di sospensione formulate dall'esercente la maggior tutela, relative a clienti finali inadempienti con riferimento al pagamento degli importi di cui al comma 4quater.5 del TIV devono essere eseguite dall'impresa distributrice:
a) a decorrere dalla data di switching, se pervenute precedentemente al terz'ultimo giorno lavorativo del mese antecedente allo *switching*;
b) entro tre giorni lavorativi dal loro ricevimento, se pervenute a partire dal terz'ultimo giorno lavorativo del mese antecedente allo *switching*.".

2.6 All'articolo 6, dopo il comma 6.4, è aggiunto il seguente comma:

"6.5 Nell'ipotesi di cui al comma 6.1 e 6.3 per le richieste di *switching* relative all'attivazione del servizio di maggior tutela, l'impresa distributrice è tenuta ad eseguire tali richieste riattivando, alla data dello *switching*, la fornitura del cliente finale in precedenza sospesa solo in esito alla richiesta formulata dall'esercente la maggior tutela ai sensi del comma 7.1bis".

2.7 All'articolo 7, dopo il comma 7.1 è inserito il seguente comma:

"7.1bis Nei casi di cui al comma 6.1 e se l'esercente la maggior tutela non ravvisi situazioni di morosità pregressa, l'esercente richiede la riattivazione della fornitura relativamente ai punti di prelievo sospesi a decorrere dalla data di *switching* del cliente in maggior tutela.".

2.8 Al comma 8.5 le parole “20 giorni” sono sostituite con le parole “40 giorni”.

2.9 Dopo l’articolo 10 è inserito il seguente articolo:

“***Articolo 10bis***

Obblighi di comunicazione in capo agli esercenti la vendita ai fini del monitoraggio

10bis.1 Gli obblighi di monitoraggio di cui al presente articolo si applicano a:

a) tutti venditori iscritti all’elenco venditori di energia elettrica di cui alla deliberazione n. 134/07;

b) gli esercenti la maggior tutela;

che servono più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione.

10bis.2 A partire dal mese di luglio 2010, entro il giorno 15 del mese successivo alla fine di ciascun trimestre, ciascun esercente la vendita di cui al comma 10bis.1 comunica all’Acquirente unico, secondo modalità dallo stesso definite, le informazioni relative a:

a) l’incidenza media del fenomeno della morosità nel trimestre precedente;

b) l’evoluzione del fenomeno della morosità nel trimestre precedente per entità del credito.

10bis.3 Le informazioni di cui al comma 10bis.2 devono essere trasmesse con riferimento ai punti di prelievo delle tipologie contrattuali di cui al comma 2.3, lettere a) e c) del TIV e devono essere separatamente specificate per:

a) il mercato di appartenenza (libero, salvaguardia, maggior tutela);

b) ciascuna tipologia contrattuale;

c) metodo di pagamento (domicilazione bancaria, postale, su carta di credito, altro);

d) l’eventuale non disalimentabilità del punto di prelievo ai sensi dell’articolo 18;

e) l’area geografica di appartenenza.

10bis.4 La Direzione Mercati dell’Autorità definisce il dettaglio dei contenuti dei dati di cui al comma 10bis.2 e lo comunica all’Acquirente unico ai fini della pubblicazione sul proprio sito internet.

10 bis.5 Entro il giorno 30 del mese successivo a ciascun trimestre, l’Acquirente unico trasmette all’Autorità i dati di cui al comma 10bis.2, secondo modalità definite dalla Direzione Mercati dell’Autorità.”.

2.10 L’articolo 16 è sostituito dal seguente articolo:

“Articolo 16

Disposizioni transitorie per gli anni 2010-2011 in materia di sospensione della fornitura per i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio

16.1 Per i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio, l’impresa distributrice, fino al 30 giugno 2011, non è

tenuta agli obblighi di cui al comma 5.1 e a versare i corrispondenti indennizzi in caso di mancato intervento di sospensione. In luogo, valgono le disposizioni di cui al presente articolo.

16.2 Con riferimento a ciascun mese, l'impresa distributrice è tenuta ad effettuare l'intervento di sospensione della fornitura per un numero di richieste non inferiore alla propria capacità mensile di sospensione fissata pari, per ciascuna impresa distributrice, al valore massimo tra:

a) il numero medio mensile di sospensioni effettuate per il periodo dal 1 gennaio 2009 al 31 dicembre 2009 con riferimento a punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio;
b) il prodotto tra 0,3% e il totale dei punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio localizzati nell'ambito territoriale della medesima impresa distributrice.

16.3 La capacità mensile di sospensione determinata ai sensi del comma 16.2, è attribuita a ciascun esercente la vendita sulla base del rapporto tra i punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio associati al medesimo esercente e il totale dei punti di prelievo connessi in bassa tensione non dotati di misuratore elettronico messo in servizio nel proprio ambito territoriale.

16.4 Le richieste di sospensione devono essere inoltrate all'impresa distributrice da ciascun esercente la vendita settimanalmente. L'esercente la vendita deve adempiere a tutte le previsioni di cui all'articolo 4 e può indicare, con riferimento alle richieste di sospensione inoltrate, un ordine di priorità nella sospensione dei punti di prelievo.

16.5 L'impresa distributrice è tenuta ad effettuare l'intervento di sospensione sulla base delle richieste di sospensione della fornitura inoltrate dall'esercente la vendita ai sensi del comma 16.2, tenendo conto dell'ordine attribuito dal medesimo esercente, entro otto giorni lavorativi dal ricevimento della richiesta.

16.6 Qualora, in una settimana, il numero complessivo dei punti di prelievo associati alle richieste di sospensione inoltrate da un esercente la vendita risulti superiore ad un ammontare pari ad un quarto della quota di capacità mensile di sospensione attribuita al medesimo esercente la vendita ai sensi del comma 16.3, l'impresa distributrice non è tenuta ad effettuare l'intervento di sospensione per il numero di punti di prelievo eccedenti a tale ammontare.

16.7 L'impresa distributrice è tenuta a comunicare all'esercente la vendita:

a) l'esito positivo dell'intervento di sospensione, indicando la data in cui l'operazione è stata effettuata, entro 4 giorni lavorativi successivi all'intervento di sospensione della fornitura;
b) il mancato intervento di sospensione, specificando le cause del mancato intervento ai sensi del comma 79.1 della deliberazione n. 333/07, entro 4 giorni lavorativi successivi al tentativo di sospensione."

2.11 L'articolo 17 è soppresso.

2.12 All'articolo 18, dopo il comma 18.3 è inserito il seguente comma:

"18.4 L'esercente la vendita comunica all'impresa distributrice, con la massima tempestività e comunque entro il giorno lavorativo successivo al suo ricevimento, la richiesta di un cliente finale di essere inserito nell'elenco dei clienti finali non disalimentabili di cui al comma 5.2. Tale comunicazione deve contenere il POD, la partita Iva o il codice fiscale relativi a ciascun punto di prelievo oggetto della suddetta richiesta.".

Articolo 3

Modifiche della deliberazione ARG/ elt 42/08

3.1 L'articolo 5 della deliberazione ARG/ elt 42/08 è modificato nei termini riportati nel seguente articolo.

3.2 Al comma 5.8 le parola "quindicesimo" è sostituita con "tredicesimo".

3.3 Dopo il comma 5.8 è inserito il seguente comma:

"5.9 L'impresa distributrice è tenuta ad indicare nella comunicazione di cui al precedente comma 5.8, utilizzando formati elettronici riconosciuti dai più diffusi software di elaborazione dati e che consentano l'immediata utilizzabilità dei dati trasferiti, gli elementi anagrafici identificativi di ciascun cliente finale titolare del/i punto/i di prelievo per il quale verrà attivato il servizio di maggior tutela di cui al comma 4.3bis del TIV specificando quali punti di prelievo risultano sospesi per morosità.".

ALLEGATO *B*

SISTEMA INDENNITARIO PER L'ESERCENTE LA VENDITA USCENTE A CARICO DEL CLIENTE FINALE MOROSO

Articolo 1
Definizioni

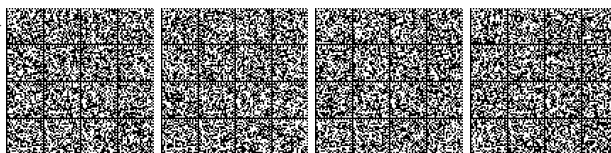
1.1 Ai fini del presente Allegato B, si applicano le definizioni riportate all'articolo 1 del TIV, all'articolo 1 della deliberazione ARG/elt 4/08 e all'articolo 1 della deliberazione ARG/elt 42/08.

Articolo 2
Oggetto del sistema indennitario

2.1 Il presente Allegato B definisce i criteri generali di un sistema che garantisca un indennizzo all'esercente la vendita uscente in caso di mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi due mesi di erogazione della fornitura prima della data di effetto dello *switching* per il servizio prestato.

2.2 L'esercente la vendita uscente è ammesso al sistema indennitario, rispetto al credito di cui al comma 2.1 qualora ricorrano tutte le seguenti condizioni:

a) il credito sia maturato nei confronti di un cliente finale che ha diritto di beneficiare del servizio di maggior tutela;
b) il cliente finale sia stato costituito in mora ai sensi del comma 3.2 della deliberazione ARG/elt 4/08, e che nella comunicazione della costituzione in mora il cliente finale sia stato informato che, in caso di inadempimento, verrà applicato l'indennizzo di cui al comma 3.2;
c) il cliente finale non abbia adempiuto al pagamento dovuto nel termine di cui al comma 3.2, lettera b), della deliberazione ARG/elt 4/08;
d) l'esercente la vendita abbia adempiuto a tutti gli obblighi connessi alla cessazione del rapporto contrattuale;
e) il credito non contabilizzi corrispettivi per ricostruzione dei consumi in seguito ad accertato malfunzionamento del misuratore;
f) l'esercente la vendita abbia provveduto nei tempi previsti dalla delibera ARG/com 164/08 a fornire una risposta motivata ad una eventuale richiesta di rettifica di fatturazione o ad un reclamo inerente i corrispettivi non pagati.

2.3 L'onere per l'indennizzo di cui all'articolo 3 è posto esclusivamente a carico del cliente finale soggetto passivo del credito rispetto al quale l'indennizzo è riconosciuto.

Articolo 3
Regolazione dell'indennizzo

3.1 Il valore dell'indennizzo da riconoscere all'esercente la vendita uscente ammesso al sistema indennitario è commisurato, per ciascun credito, alla stima della spesa di un mese di erogazione della fornitura del cliente finale nei cui confronti il credito è maturato.

3.2 L'impresa distributrice applica, per ciascun punto di prelievo, unitamente ai corrispettivi di distribuzione di cui alla parte II, titoli 2 e 4 del TIT, il corrispettivo C^{MOR}, fissato pari a:

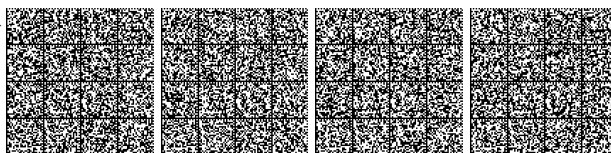
a) il valore dell'indennizzo calcolato ai sensi del comma 3.1, per il punto di prelievo nella titolarità del cliente finale soggetto passivo del credito rispetto al quale l'indennizzo è riconosciuto;
b) 0,00 euro, in tutti gli altri casi.

3.3 Entro 30 giorni dall'entrata in vigore del provvedimento di cui al comma 5.8, la Cassa istituisce il Conto per il rischio creditizio degli aventi diritto alla maggior tutela, alimentato dal corrispettivo C^{MOR}, secondo i criteri previsti all'articolo 4. Il Conto è utilizzato per la copertura degli indennizzi da corrispondere ai sensi del medesimo articolo.

Articolo 4
Criteri per l'operatività del sistema indennitario

4.1 L'esercente la vendita uscente, per essere ammesso al sistema indennitario, presenta al soggetto gestore del sistema indennitario, nei termini e con le modalità previste nel Regolamento di cui all'articolo 5, una richiesta contenente:
a) gli elementi necessari ad identificare il credito per cui richiede l'ammissione;
b) il valore dell'indennizzo di cui al comma 3.1, unitamente agli elementi necessari ai fini del relativo calcolo;
c) gli elementi necessari ad identificare il cliente finale soggetto passivo del credito, unitamente al corrispondente punto di prelievo;
d) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà che, relativamente al credito di cui alla lettera a), ricorrono tutte le condizioni di cui al comma 2.2; la dichiarazione è rilasciata dall'esercente la maggior tutela o il relativo venditore.

4.2 Il soggetto gestore del sistema indennitario verifica che la richiesta sia completa degli elementi di cui al comma 4.1 e che non contenga errori o inesattezza e, se del caso, ne consente il completamento o la rettifica.

4.3 Qualora l'esito della verifica di cui al comma 4.2 sia positivo, il soggetto gestore del sistema indennitario, nei termini e con le modalità previste nel Regolamento di cui all'articolo 5, ammette, mediante apposita comunicazione, l'esercente la vendita uscente al sistema indennitario, limitatamente al credito oggetto della richiesta ed informa:
a) l'esercente la maggior tutela o l'utente del dispacciamento, nel cui contratto di dispacciamento e di trasporto è inserito il punto di prelievo oggetto della richiesta;
b) l'impresa distributrice nel cui ambito territoriale è connesso il punto di prelievo oggetto della richiesta;

c) la Cassa.

4.4 Nella comunicazione all'esercente la maggior tutela o all'utente del dispacciamento di cui al comma 4.3, lettera a), il soggetto gestore del sistema indennitario indica:
   a) che il cliente finale titolare del punto di prelievo è moroso nei confronti di un esercente la vendita ammesso al sistema indennitario;
   b) il valore del corrispettivo C^{MOR} da applicare al cliente finale, pari a quello indicato nella richiesta.

4.5 Nella comunicazione all'impresa distributrice di cui al comma 4.3, lettera b), il soggetto gestore del sistema indennitario indica:
   a) gli elementi identificativi del punto di prelievo oggetto della richiesta;
   b) il valore del corrispettivo C^{MOR} da applicare, pari a quello indicato nella richiesta.

4.6 Nella comunicazione alla Cassa di cui al comma 4.3, lettera c), il soggetto gestore del sistema indennitario indica:
   a) gli elementi necessari ad identificare l'esercente la vendita uscente ammesso al sistema indennitario, nonché gli estremi della richiesta oggetto dell'ammissione;
   b) il valore dell'indennizzo corrispondente alla richiesta;
   c) gli elementi necessari ad identificare l'impresa distributrice di cui al comma 4.3, lettera b).

4.7 L'impresa distributrice di cui al comma 4.3, lettera b):
   a) applica all'esercente la maggior tutela o all'utente del dispacciamento nel cui contratto di dispacciamento e di trasporto è inserito il punto di prelievo oggetto della richiesta, in occasione della fatturazione immediatamente successiva, il corrispettivo C^{MOR} nel valore indicato dal soggetto gestore del sistema indennitario;
   b) versa alla Cassa gli importi di cui alla lettera a);
   c) informa il soggetto gestore del sistema indennitario, nei termini e con le modalità previste nel Regolamento di cui all'articolo 5, degli adempimenti di cui alle precendenti lettere.

4.8 La Cassa, successivamente alla comunicazione di cui al comma 4.6:
   a) corrisponde all'esercente la vendita uscente l'indennizzo indicato dal soggetto gestore del sistema indennitario;
   b) informa il soggetto gestore del sistema indennitario, nei termini e con le modalità previste dal Regolamento di cui all'articolo 5, dell'adempimento di cui alla precedente lettera a).

Articolo 5
Regolamento del sistema indennitario

5.1 Le modalità di funzionamento del sistema indennitario vengono disciplinate da un apposito Regolamento predisposto dall'Acquirente Unico e approvato dall'Autorità secondo le modalità contenute nel presente articolo.

5.2 Entro 6 mesi dall'entrata in vigore del presente provvedimento, l'Acquirente Unico predispone sulla base dei criteri contenuti negli articoli 2, 3, e 4, uno schema preliminare di regolamento e lo trasmette alla Direzione Mercati dell'Autorità.

5.3 Decorsi 60 giorni dal termine di cui al comma 5.2, l'Acquirente Unico pubblica lo schema di regolamento, nel proprio sito internet per la consultazione dei soggetti interessati. Lo schema di regolamento pubblicato recepisce le eventuali osservazioni fatti dalla Direzione Mercati dell'Autorità.

5.4 La durata della consultazione di cui al comma 5.3 è di 45 giorni, decorrenti dalla pubblicazione dello schema di regolamento. In tale periodo, l'Acquirente Unico consente di formulare le osservazioni a tutti i soggetti interessati, tra i quali venditori, esercenti la maggior tutela, imprese distributrici ed le associazioni dei clienti finali.

5.5 Decorso il termine di cui al comma 5.4, l'Acquirente Unico trasmette all'Autorità, ai fini della sua approvazione, la proposta di regolamento unitamente ad una relazione che illustri:

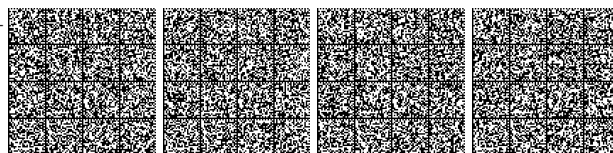
a) una sintesi delle osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione;
b) le principali esigenze emerse dalla consultazione, evidenziando quelle che l'Acquirente Unico ha ritenuto di non considerare, con le motivazioni correlate.

5.6 Entro il termine ordinatorio di 60 giorni dal ricevimento della proposta di regolamento, l'Autorità ne verifica la coerenza con i criteri di cui al presente Titolo e con la regolazione dei servizi interessati. Qualora la verifica sia positiva lo approva, eventualmente modificandolo anche al fine di una maggiore efficienza nell'operatività del sistema.

5.7 Il Regolamento, approvato, modificato o aggiornato, è pubblicato nel suo sito internet dell'Autorità, ed acquista efficacia dal giorno della sua pubblicazione.

5.8 Con il provvedimento di approvazione del Regolamento l'Autorità definisce altresì:

a) le modalità di individuazione del soggetto gestore del sistema indennitario;
b) i termini e le modalità dei versamenti previsti nell'articolo 4;
c) i flussi informativi necessari per la regolazione dei versamenti tra la Cassa e l'impresa distributrice;
d) le modalità con cui saranno compensati gli oneri sostenuti dai clienti finali per il versamento della componente C^{MOR} in caso di successivo pagamento del credito rispetto al quale la componente è stata valorizzata sei sensi del comma 3.2, lettera a);
e) ogni altro flusso informativo necessario per l'implementazione del sistema indennitario.

10A01312

DELIBERAZIONE 17 novembre 2009.

Modificazioni e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, in materia di modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati, definite ai sensi del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito in legge con modificazioni dall'articolo 1 della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Modificazioni e integrazioni alla deliberazione 6 agosto 2009, ARG/com 113/09. (Deliberazione n. ARG/gas 176/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

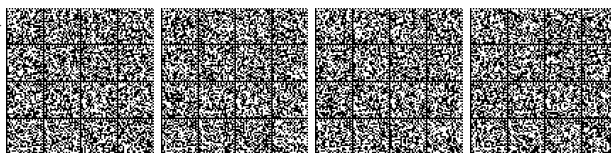
Nella riunione del 17 novembre 2009

Visti:

- la direttiva 2003/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 di attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1990, n. 144, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale n. 142 del 20 giugno 2000;
- la legge 28 dicembre 2001, n. 448;
- l'articolo 1, comma 375, della legge 23 dicembre 2005, n. 266;
- il decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26;
- il decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248, convertito con legge 28 febbraio 2008, n. 31;
- il decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito in legge con modificazioni dall'articolo 1 della legge 28 gennaio 2009, n. 2 (di seguito: decreto-legge n. 185/08);
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: Autorità) 6 agosto 2008, ARG/elt 117/08 (di seguito: deliberazione ARG/elt 117/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
- la Parte II del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (TUDG) recante "Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RTDG)", approvata con la deliberazione ARG/gas 159/08, come successivamente modificata e integrata;

- la deliberazione dell'Autorità 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione ARG/gas 88/09);
- la deliberazione dell'Autorità 6 agosto 2009, ARG/com 113/09 (di seguito: deliberazione ARG/com 113/09);
- la deliberazione dell'Autorità 7 ottobre 2009 ARG/gas 144/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 144/09);
- la comunicazione dell'Associazione Nazionale dei Comuni Italiani (di seguito: ANCI) del 21 ottobre 2009, prot. Autorità n. 63304 del 30 ottobre 2009 (di seguito: comunicazione ANCI del 21 ottobre 2009).

Considerato che:

- il decreto-legge n. 185/08 ha esteso il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale (di seguito richiamata anche come: *bonus gas*), a far data dall'1 gennaio 2009, alle famiglie economicamente svantaggiate, ivi compresi i nuclei familiari con almeno quattro figli a carico, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica;
- il decreto di cui al precedente alinea, all'articolo 3, comma 9, stabilisce che l'Autorità definisca le misure tecniche necessarie per l'attribuzione e l'erogazione del beneficio;
- con deliberazione ARG/gas 88/09 l'Autorità ha:
  a) fissato le modalità operative del regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale ai clienti domestici in condizione di disagio economico;
  b) distinto tra clienti domestici diretti e indiretti;
  c) previsto che nel caso di clienti domestici diretti il soggetto competente ad erogare la compensazione sia l'impresa distributrice di gas naturale;
  d) rinviato ad un successivo provvedimento l'individuazione del soggetto deputato ad erogare la compensazione ai clienti domestici indiretti;
  e) rimandato ad un successivo provvedimento la pubblicazione della modulistica che deve essere utilizzata per presentare l'istanza di ammissione alla compensazione;
- con deliberazione ARG/gas 144/09 l'Autorità ha approvato la modulistica da utilizzare per l'ammissione alla compensazione;
- la modulistica introdotta con la deliberazione ARG/gas 144/09 è riferita ad una situazione a regime e non consente di gestire le richieste di compensazione da parte di quei soggetti che, pur non essendo più clienti domestici al momento della presentazione dell'istanza, avvalendosi della retroattività del beneficio per l'anno 2009, hanno diritto all'agevolazione, in quanto titolari di un punto di riconsegna o utilizzatori di un impianto condominiale a gas naturale per uso domestico in relazione all'abitazione di residenza, nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2009 e la data di presentazione dell'istanza per l'ottenimento della compensazione;
- la standardizzazione delle informazioni necessarie per la richiesta di ammissione al regime di compensazione risulta utile al fine di agevolare il funzionamento del sistema di ammissione stesso e la corretta erogazione delle compensazioni medesime;

- la numerosità e la complessità delle variabili che incidono sull'ammissibilità e sulla quantificazione del *bonus gas* rendono necessaria una semplificazione delle procedure di gestione della parte retroattiva del *bonus* al fine di rendere gestibili le procedure di richiesta delle compensazioni medesime in tempi compatibili con l'avvio rapido del sistema e senza introdurre complicazioni eccessive nel sistema informatico centralizzato di raccolta e gestione dei dati, tenuto anche conto del fatto che le procedure di gestione della parte retroattiva del *bonus* sono destinate a funzionare solamente per un numero limitato di richieste e per un limitato periodo di tempo;
- con deliberazione ARG/com 113/09 l'Autorità ha individuato, ai sensi della deliberazione ARG/gas 88/09, Poste Italiane S.p.A. (di seguito: Poste Italiane) in qualità di soggetto erogatore della compensazione della spesa per la fornitura del gas naturale ai clienti domestici indiretti;
- la deliberazione ARG/gas 88/09, come modificata dalla deliberazione ARG/com 113/09 prevede che il *bonus gas* sia erogato ai clienti domestici indiretti tramite lo strumento del bonifico domiciliato;
- gli accordi in via di stipula tra la Cassa conguaglio per il settore elettrico e Poste Italiane, ai sensi della deliberazione ARG/com 113/09, permetteranno un più sollecito riconoscimento delle quote di *bonus gas* relative alle retroattività dovute;
- con comunicazione del 21 ottobre 2009, ANCI ha evidenziato complessità non previste con riferimento alle attività di adeguamento del sistema informatico di cui al comma 8.1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 117/08 per la gestione delle compensazioni, che hanno comportato la necessità di posticipare dall'1 novembre 2009 al 15 dicembre 2009 la data a partire dalla quale i Comuni saranno in grado di ricevere le istanze di ammissione al *bonus* dei cittadini;
- al fine di garantire una maggiore rapidità nell'erogazione dei bonifici domiciliati, sono emerse ulteriori esigenze di chiarezza con riferimento alle tempistiche di svolgimento delle attività funzionali all'erogazione dei bonifici medesimi.

Ritenuto opportuno:

- standardizzare il contenuto della modulistica da utilizzare per le istanze di ammissione alla compensazione presentate entro il 30 aprile 2010 dai soggetti che, pur non essendo più clienti domestici alla data di presentazione dell'istanza, erano titolari di un punto di riconsegna o utilizzatori di un impianto condominiale a gas naturale per uso domestico in relazione all'abitazione di residenza, nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2009 e la data di presentazione dell'istanza per l'ottenimento della compensazione;
- posticipare la messa in operatività del sistema informatico di raccolta e gestione delle richieste di compensazione dall'1 novembre 2009, come inizialmente previsto dalla deliberazione ARG/gas 88/09, al 15 dicembre 2009;
- prevedere, a fronte della posticipazione della messa in operatività del sistema informatico di raccolta e gestione delle richieste di compensazione, il riconoscimento, a tutti i clienti domestici diretti e indiretti che presentano istanza di compensazione entro il 30 aprile 2010, della quota parte retroattiva del *bonus* in unica soluzione attraverso bonifico domiciliato reso disponibile dal soggetto erogatore di cui all'Articolo 1 della deliberazione ARG/gas 88/09;

- apportare alcune modifiche ed integrazioni alla deliberazione ARG/gas 88/09, ed al relativo Allegato A, al fine di rendere maggiormente gestibili ed efficaci le procedure di gestione del sistema di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale, con particolare riferimento alla gestione dei meccanismi di retroattività ed all'erogazione dei bonifici domiciliati;
- integrare la deliberazione ARG/com 113/09 prevedendo che Poste Italiane possa erogare le compensazioni sia ai clienti domestici diretti che indiretti

DELIBERA

Articolo 1
Modificazioni e integrazioni alla deliberazione ARG/gas 88/09

1.1 Ai commi 3.1, lettera b) e 3.2, lettere a) e b) della deliberazione ARG/gas 88/09 sono eliminate le parole ", ovvero fino alla data di inizio della residenza come indicata nella modulistica di cui all'Articolo 22 dell'Allegato A, se successiva all'1 gennaio 2009".

1.2 Al comma 3.3 della deliberazione ARG/gas 88/09 le parole "dall'impresa distributrice con la cadenza prevista per la fatturazione del servizio di distribuzione, salvo quanto disposto dal successivo comma 3.7." sono sostituite con le parole "*una tantum*, attraverso lo strumento di cui all'articolo 16 dell'Allegato A, e sono resi disponibili ai clienti domestici diretti con le medesime modalità previste del suddetto articolo 16.".

1.3 I commi 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 della deliberazione ARG/gas 88/09 sono soppressi.

1.4 Dopo il comma 3.8 della deliberazione ARG/gas 88/09 sono aggiunti i seguenti commi:

"3.9 Gli importi riconosciuti ai sensi dei precedenti commi 3.1, lettera b) e 3.2 sono calcolati con riferimento alla categoria d'uso di cui al comma 14.2, lettera a), punto iii), dell'Allegato A.

3.10 Qualora il cliente domestico diretto voglia delegare un soggetto terzo alla riscossione del bonifico domiciliato di cui al comma 3.3, compila il modulo *F GAS* allegato al presente provvedimento."

1.5 Ai commi 4.1, lettera b) e 4.2, lettere a) e b), della deliberazione ARG/gas 88/09 sono eliminate le parole ", ovvero fino alla data di inizio della residenza come indicata nella modulistica di cui all'Articolo 22 dell'Allegato A, se successiva all'1 gennaio 2009".

1.6 Al comma 4.3 della deliberazione ARG/gas 88/09, le parole "dal soggetto erogatore di cui all'Articolo 1 dell'Allegato A ai clienti domestici indiretti" sono sostituite con le parole ", attraverso lo strumento di cui all'articolo 16 dell'Allegato A, e sono resi disponibili ai clienti domestici indiretti con le medesime modalità previste del suddetto articolo 16.".

1.7 All'Articolo 4 della deliberazione ARG/gas 88/09 è aggiunto il seguente comma:

"4.6 Gli importi riconosciuti ai sensi dei precedenti commi 4.1, lettera b) e 4.2 sono calcolati con riferimento alla categoria d'uso di cui al comma 14.2, lettera a), punto iii), dell'Allegato A."

1.8 Dopo l'articolo 4 della deliberazione ARG/gas 88/09 è aggiunto il seguente articolo:

"Articolo 4bis

Disposizioni in materia di ammissione ed erogazione della compensazione retroattiva ai soggetti non più clienti domestici alla data di presentazione dell'istanza

4bis.1 Ai soggetti non più clienti domestici diretti o indiretti, come definiti all'articolo 1 dell'Allegato A, ma che lo sono stati in un periodo compreso tra l'1 gennaio 2009 e la data di presentazione dell'istanza, in possesso di attestazione ISEE rilasciata successivamente all'1 gennaio 2008, che presentano la richiesta di accesso alla compensazione di cui al comma 2.1 del medesimo Allegato A entro il 30 aprile 2010, in caso di ammissione alla compensazione, la medesima viene riconosciuta retroattivamente, a far data dal 31 dicembre 2009, fino all'1 gennaio 2009.

4bis.2 Gli importi riconosciuti ai sensi del precedente comma 4bis.1 sono erogati *una tantum*, attraverso lo strumento di cui all'articolo 16 dell'Allegato A, e sono resi disponibili con le medesime modalità previste del suddetto articolo 16.

4bis.3 Gli importi riconosciuti ai sensi del precedente comma 4bis.1 sono calcolati con riferimento alla categoria d'uso di cui al comma 14.2, lettera a), punto iii), dell'Allegato A."

4bis.4 Ai fini dell'accesso alla compensazione di cui al comma 2.1 dell'Allegato A, i soggetti di cui al comma 4bis.1 utilizzano il modulo *D GAS*, allegato al presente provvedimento.

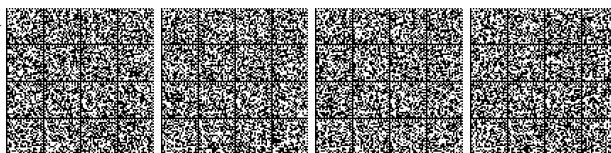
4bis.5 Qualora i soggetti di cui al comma 4bis.1 vogliano delegare un soggetto terzo alla riscossione del bonifico domiciliato di cui al comma 4bis.2 compilano il modulo *F GAS* allegato al presente provvedimento."

1.9 Al comma 5.3 della deliberazione ARG/gas 88/09 sono eliminate le parole "ai clienti indiretti".

1.10 Dopo il comma 5.3 della deliberazione ARG/gas 88/09 è inserito il seguente comma:

"5.4 Il soggetto erogatore di cui all'articolo 1 dell'Allegato A, può operare anche nei confronti dei clienti domestici diretti.".

1.11 Al comma 8.1 della deliberazione ARG/gas 88/09, le parole "partire dall'1 novembre 2009" sono sostituite con le parole "a partire dal 15 dicembre 2009".

1.12 Al comma 8.1bis della deliberazione ARG/gas 88/09, le parole "entro il 31 dicembre 2009" sono sostituite con le parole "entro il 31 gennaio 2010".

Articolo 2

Modificazioni e integrazioni all'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09

2.1 All'articolo 1 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09 è aggiunta la seguente definizione:

“• **TIT** è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, approvato con deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07, come successivamente modificato e integrato.”.

2.2 Il comma 9.2 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09 è sostituito con il seguente comma:

“9.2 La compensazione di cui al comma 2.1 è resa disponibile per l'erogazione ai clienti domestici indiretti secondo quanto disciplinato dal successivo articolo 16.”.

2.3 La lettera b) del comma 16.3 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09 è sostituita dalla seguente lettera:

“b) deve essere incassato entro la fine del mese successivo a quello di messa in pagamento come comunicato ai sensi del successivo comma 16.5, lettera b).”.

2.4 Dopo il comma 16.4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09 sono aggiunti i seguenti commi:

“16.5 Il sistema informatico di cui all'articolo 11, entro il giorno 15 (quindici) di ciascun mese *n*, mette a disposizione del soggetto erogatore di cui all'articolo 1 e alla Cassa gli elementi informativi necessari a:

a) individuare i clienti domestici indiretti ammessi alla compensazione a decorrere dal primo giorno del mese *n*;
b) inviare le comunicazioni relative all'ammissibilità alla compensazione e alla messa in pagamento dei bonifici domiciliati ai soggetti di cui alla precedente lettera a);
c) rendere disponibili in pagamento i suddetti bonifici domiciliati dal primo giorno del mese *n+1*.

16.6 La Cassa, nell'ambito della convenzione prevista dalla deliberazione ARG/gas 113/09, opera al fine di garantire la messa in pagamento dei bonifici domiciliati di cui al comma 16.5, lettera c), il primo giorno del mese *n+1*.

16.7 Qualora le disponibilità del Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio di cui all'articolo 97 del RTDG non fossero sufficienti per la messa in pagamento dei bonifici domiciliati di cui al comma 16.5, la Cassa informa tempestivamente la Direzione tariffe dell'Autorità e, salvo contraria indicazione, procede all'autorizzazione dei suddetti pagamenti in modo da rispettare i termini di

cui al precedente comma 16.6 utilizzando transitoriamente le giacenze esistenti presso il Conto per la compensazione delle agevolazioni tariffarie ai clienti del settore elettrico in stato di disagio di cui all'articolo 72 del TIT.".

2.5 Al comma 18.4 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09 le parole "A partire dall'1 novembre 2009" sono sostituite con le parole "A partire dall'1 gennaio 2010".

Articolo 3

Modificazioni e integrazioni alla deliberazione ARG/com 113/09

3.1 Al comma 1.1, lettera a), della deliberazione ARG/com 113/09 è eliminata la parola "indiretti".

Articolo 4

Disposizioni finali

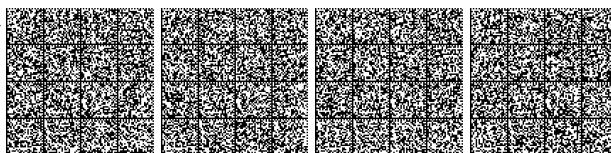
4.1 Il presente provvedimento è trasmesso al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'Economia e delle Finanze, all'Associazione Nazionale dei Comuni Italiani e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

4.2 Copia del presente provvedimento viene trasmessa a Poste Italiane S.p.A.

4.3 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore dalla data di prima pubblicazione.

4.4 La deliberazione ARG/gas 88/09, il relativo Allegato A, e la deliberazione ARG/com 113/09 sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) con le modifiche e le integrazioni di cui al presente provvedimento.

Milano, 17 novembre 2009

Il presidente: ORTIS

MODULO D GAS – FORNITURE CESSATE

ISTANZA PER L'AMMISSIONE AL
REGIME DI COMPENSAZIONE PER LA FORNITURA DI GAS NATURALE
(art. 3, comma 9 del decreto-legge n. 185/08, convertito con modificazioni in legge n. 2/2009)
FORNITURE CESSATE[1]

Il/La sottoscritto/a[2] ________________________________ ________________________________,
(*Cognome*) (*Nome*)

nato/a a ________________, (prov.___), il _________, codice fiscale _________________________

attualmente residente nel Comune di ____, (prov.____),

via/piazza____, n° _______

documento di identità n. ____________________________, rilasciato in data ___ /____ / _________

da ____

consapevole delle sanzioni penali previste dall'articolo 76 del D.P.R. n. 445/2000 in caso di rilascio di dichiarazioni mendaci, ovvero di formazione od utilizzo di atti falsi,

CHIEDE

ai sensi dell'art. 3, comma 9 del decreto-legge n. 185/08, di essere ammesso/a al regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale attraverso reti di distribuzione

RIQUADRO A - La presente richiesta si configura come:

☐ Istanza per fornitura cessata

Numerosità famiglia anagrafica[3] _________ Famiglia con 4 o più figli a carico[4] SI NO

RIQUADRO B - Informazioni relative alla fornitura di gas naturale cessata:

Comune di ____ (prov.___)

via/piazza _________________________________, n° _____, edificio ____, scala ____, interno ___

Data inizio residenza[5] ____/___/_______ Codice POD[6] IT____E___________________________

Codice PDR della fornitura individuale[7] ____

Codice PDR dell'impianto condominiale[8] ____

Intestatario dell'impianto condominiale ____,
(*Cognome e Nome o Condominio)*

Codice fiscale o Partita IVA dell'intestatario dell'impianto __________________________________

Al riguardo si allega copia fotostatica dei seguenti documenti:

☐ Attestazione ISEE[9] ☐ Documento di identità ☐ Autocertificazione figli a carico[10]

---

1 Il presente modulo deve essere utilizzato **SOLO PER ISTANZE DI BONUS PRESENTATE ENTRO IL 30 APRILE 2010 nel caso in cui il soggetto richiedente, al momento della presentazione dell'istanza di bonus, non è intestatario di una fornitura individuale e non è un utilizzatore di un impianto centralizzato per uso domestico residente, ma lo era in un periodo compreso tra l'1 gennaio 2009 e la data di presentazione dell'istanza**.

2 Il richiedente è il soggetto che in un periodo compreso tra l'1 gennaio2009 e la data d presentazione dell'istanza era intestatario di una fornitura individuale o utilizzatore di un impianto condominale per uso domestico in relazione all'abitazione di residenza.

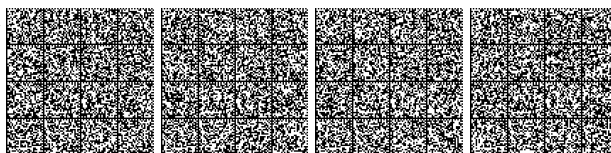
3 Si tratta del numero di componenti desumibili dallo stato di famiglia, residenti nell'abitazione in relazione alla quale si sta richiedendo il bonus.

4 Per "figli a carico" si intendono i figli a carico ai fini IRPEF, ai sensi dell'articolo 12, comma 2, del T.U.I.R.

5 Da indicare solo se successiva all'1 gennaio 2009.

6 Il codice POD è il codice alfanumerico che identifica le forniture di energia elettrica, inizia con le lettere "IT" ed è riportato in ogni bolletta e nel contratto di fornitura di energia elettrica. La fornitura di energia elettrica deve essere quella dell'abitazione di residenza in relazione alla quale si sta richiedendo il bonus.

7 Il codice PDR è il codice che identifica la fornitura di gas naturale, riportato in ogni bolletta.

8 Il richiedente il bonus non deve essere necessariamente intestatario della fornitura centralizzata. La fornitura centralizzata può essere intestata ad una persona fisica o al condominio.

MODULO D GAS – FORNITURE CESSATE

RIQUADRO C - Recapiti per eventuali comunicazioni (almeno un campo obbligatorio)

Tel ____________________, Cell _____________________, fax ________________________

e-mail ____

Il/La sottoscritto/a, inoltre

dichiara:

- che le informazioni riportate nella presente istanza, comprensive degli allegati, corrispondono al vero e sono accertabili ai sensi dell'art. 43 del citato DPR n. 445/00, ovvero documentabili su richiesta delle amministrazioni competenti;
- di essere informato, ai sensi dell'articolo 13 del d.lgs. 30 giugno 2003, n. 196 e s.m.i., che i dati personali acquisiti con la presente istanza:
  a) sono forniti per determinare le condizioni di ammissibilità al regime di compensazione;
  b) potranno essere trattati, unitamente ai dati relativi ai consumi di gas naturale, anche mediante strumenti informatici, esclusivamente nell'ambito del procedimento relativo alla presente istanza;
  c) saranno comunicati al proprio distributore di gas naturale, alla società Poste Italiane S.p.a. in qualità di Responsabile esterno ai sensi dell'art. 29 del d.lgs n. 196/03, e potranno essere altresì trasmessi alla Guardia di Finanza, all'Agenzia delle Entrate ed alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, unitamente ai dati di consumo di gas naturale rilevati a seguito dell'ammissione al regime di compensazione, per i controlli previsti dalla vigente normativa, ivi incluse le attività di controllo e di recupero di cui all'art. 13 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 88/09 e s.m.i.

L'ente al quale viene presentata l'istanza e gli enti tenuti a garantire l'erogazione del servizio operano quali Titolari e/o Responsabili del trattamento dei dati, ciascuno per le rispettive competenze. Il rifiuto al trattamento dei dati contenuti nella presente istanza non consentirà di accedere al regime di compensazione. Il dichiarante può rivolgersi in qualunque momento agli enti ai quali ha presentato l'istanza per verificare, aggiornare, integrare, rettificare o cancellare, chiedere il blocco ed opporsi al trattamento dei dati che lo riguardano, se trattati in violazione di legge (articoli 7 e ss. del d.lgs. 30 giugno 2003, n. 196 e s.m.i).

______________________________ ______________________________

(*Luogo, data*) (*Firma del richiedente*)

Il/La sottoscritto/a, infine

dichiara:

- di essere stato residente, in un periodo compreso tra l'1 gennaio 2009 e la data di presentazione della presente istanza, presso l'indirizzo dichiarato nel riquadro B;
- di essere stato intestatario di una fornitura di gas naturale e/o utilizzatore di un impianto condominiale per uso domestico presso il suddetto indirizzo;
- di essere consapevole che quanto dichiarato nella presente istanza sarà oggetto di specifici controlli al fine di verificare la veridicità delle informazioni fornite e l'effettiva ammissibilità alla quota retroattiva del bonus gas.

______________________________ ______________________________

(*Luogo, data*) (*Firma del richiedente*)

PRESENTAZIONE DELL'ISTANZA MEDIANTE INCARICATO

La presente istanza è presentata dal sig. ___________________________ _______________________

(*Cognome*) (*Nome*)

(documento di identità n. ___________________________, rilasciato in data _____/_____/__________

da ____) in qualità di delegato del richiedente.

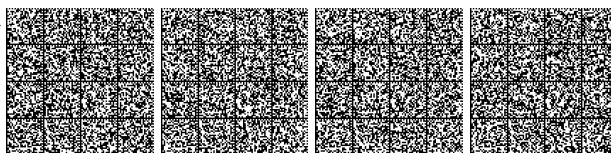
Allo scopo si allega copia fotostatica dei seguenti documenti:

☐ Atto di delega a presentare la dichiarazione ☐ Documento di riconoscimento del delegato

______________________________ ______________________________

(*Luogo, data*) (*Firma del delegato*)

La presente istanza costituisce
DICHIARAZIONE SOSTITUTIVA DI ATTO DI NOTORIETA'
AI SENSI DEGLI ARTICOLI 38 E 47 DEL DPR n. 445/2000 E S.M.I.

[9] Il valore dell'ISEE non può essere superiore a 7.500 euro. Tale limite è esteso a 20.000 euro nel caso delle famiglie con almeno 4 (quattro) figli a carico.
[10] Necessaria per attestare la condizione di famiglia numerosa (almeno quattro figli a carico).

MODULO F GAS

REGIME DI COMPENSAZIONE PER LA FORNITURA DI GAS NATURALE
(art. 3, comma 9 del decreto-legge n. 185/08, convertito con modificazioni in legge n. 2/2009)

DELEGA PER L'INCASSO DEL BONIFICO DOMICILIATO[1]

Il/La sottoscritto/a[2] _________________________________ _________________________________
(*Cognome*) (*Nome*)

nato/a a ____, (prov.___), il ___/___/_____,

codice fiscale ____,

DELEGA

al ritiro del bonifico domiciliato emesso da Poste Italiane S.p.A. ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 luglio 2009 ARG/gas 88/09 e s.m.i.:

Cognome____________________________________ Nome ___________________________________

nato/a a ____, (prov.____), il ___/___/_____

codice fiscale ____

documento di identità n. _____________________________, rilasciato in data ___ /____ / ________

da ____

_______________________________ _______________________________
(*Luogo, data*) (*Firma del richiedente*)

[1]**Questo modulo può essere presentato dai clienti domestici che fanno richiesta del bonus gas entro il 30 aprile 2010, congiuntamente al modulo A GAS o B GAS o D GAS, nel caso in cui vogliano indicare un soggetto, diverso dal beneficiario del bonus, come soggetto titolato ad incassare il bonifico domiciliato emesso da Poste Italiane S.p.A..**

[2] E' il soggetto richiedente il bonus gas con modulo A GAS o B GAS o D GAS.

10A01313

DELIBERAZIONE 1° dicembre 2009.

Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 (TUTG): approvazione della parte II «Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG)», approvazione della parte III «Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RMTG)», disposizioni in materia di corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2010 e modifiche all'Allegato *A* della deliberazione n. 11/07. (Deliberazione n. ARG/gas 184/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

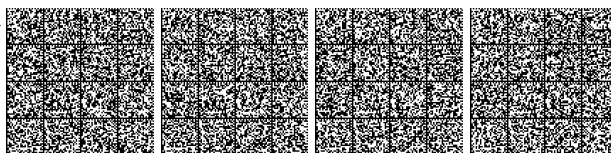
Nella riunione dell'1 dicembre 2009

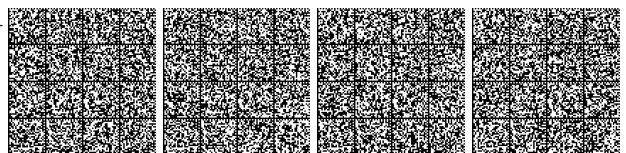
Visti:

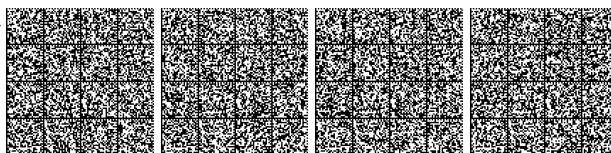
- la Direttiva 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- l'articolo 30 della legge 12 dicembre 2002, n. 273;
- la legge 27 ottobre 2003, n. 290;
- la legge 23 agosto 2004, n. 239;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);
- il decreto legge 25 settembre 2009, n. 135, convertito con legge 20 novembre 2009, n. 166 (di seguito: decreto legge n. 135/09).
- la deliberazione dell'Autorità 17 luglio 2002, n. 137/02 e sue successive modifiche e integrazioni;
- le deliberazioni dell'Autorità 1 luglio 2003, n. 75/03 e 12 dicembre 2003, n. 144/03;
- la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05);
- la deliberazione dell'Autorità 6 settembre 2005, n. 185/05, come successivamente modificata e integrata;
- la deliberazione dell'Autorità 18 gennaio 2007, n. 11/07 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 11/07);
- la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2007, n. 348/07;
- la deliberazione dell'Autorità 15 aprile 2008, VIS 41/08 (di seguito: deliberazione VIS 41/08);

- la deliberazione dell'Autorità 28 aprile 2008, ARG/gas 50/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 50/08);
- la deliberazione dell'Autorità 31 luglio 2008 ARG/gas 104/08 (di seguito: deliberazione ARG/gas 104/08);
- la deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 di approvazione della Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (di seguito: RTDG);
- la deliberazione dell'Autorità 19 dicembre 2008 ARG/elt 188/08 (di seguito: ARG/elt 188/08);
- la deliberazione 3 febbraio 2009, VIS 8/09 e l'allegata "Relazione conclusiva in esito all'istruttoria conoscitiva avviata con deliberazione VIS 41/08 in merito alla corretta applicazione delle previsioni in materia di gas non contabilizzato nelle reti di trasporto nel periodo 2004-2006" (di seguito: delibera VIS 8/09);
- la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2009 ARG/gas 135/09 (di seguito: delibera ARG/gas 135/09);
- la deliberazione dell'Autorità 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09 di approvazione della Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (di seguito: RQTG);
- il documento per la consultazione 6 giugno 2006, n. 14/06 "Regolazione del servizio di misura del trasporto gas e criteri per la definizione del corrispettivo di cui alla deliberazione n. 166/05" (di seguito: DCO 14/06) ;
- il documento per la consultazione 18 aprile 2008, DCO 10/08, in materia di "Possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale";
- il documento per la consultazione 16 marzo 2009, DCO 3/09, in materia di "Revisione della modalità di trattamento delle partite di gas non oggetto di misura diretta nell'ambito del servizio di bilanciamento del gas";
- il documento per la consultazione 31 marzo 2009, DCO 4/09, in materia di "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione" (di seguito: primo documento per la consultazione);
- il documento per la consultazione 23 luglio 2009, DCO 24/09, in materia di "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il terzo periodo di regolazione – Orientamenti finali" (di seguito: secondo documento per la consultazione);
- le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati a seguito della pubblicazione del primo e del secondo documento per la consultazione;
- il piano di adeguamento e manutenzione degli impianti di misura trasmesso dalla società Snam Rete Gas Spa in data 29 maggio 2009, con comunicazione protocollo Autorità n. A/030515 del 29/05/2009 (di seguito: piano di adeguamento degli impianti di misura).

Considerato che:

- con deliberazione ARG/gas 50/08 l'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2009-2013 e ha disposto che tale procedimento fosse inserito tra i procedimenti oggetto dell'analisi di impatto della regolazione (*AIR*);

- nel rispetto della metodologia *AIR*, sono stati individuati per l'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale i seguenti obiettivi generali:
  - introdurre meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture, in coerenza con l'obiettivo generale di garantire lo sviluppo del sistema gas nazionale e di promuovere lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
  - valutare l'opportunità di prevedere meccanismi di controllo del livello di indebitamento e della struttura finanziaria delle imprese di trasporto;
  - garantire che tariffe e corrispettivi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione della qualità e delle condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio di trasporto;
  - procedere, ove possibile, con un'ulteriore convergenza dei criteri di riconoscimento dei costi e regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas.
- in coerenza con la metodologia *AIR*, il procedimento per la definizione delle regole tariffarie per il terzo periodo di regolazione ha offerto ai soggetti interessati diverse occasioni per intervenire nel procedimento, fornendo elementi utili alla formazione delle decisioni di competenza dell'Autorità; in particolare:
  - nella seconda metà dell'anno 2008 è stata attivata una fase ricognitiva, anche tramite incontri specifici con gli operatori e le associazioni di categoria;
  - in data 31 marzo 2009 è stato diffuso il primo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 15 maggio 2009;
  - è stata condotta un'istruttoria sui costi dell'attività di trasporto e dispacciamento del gas naturale, relativi all'anno 2008, basata sui dati resi disponibili dalle imprese;
  - nel mese di maggio 2009 è stata attivata una seconda serie di incontri tematici con le imprese di trasporto del gas naturale e le associazioni di categoria;
  - nel mese di luglio 2009 è stata pubblicata sul sito internet dell'Autorità la sintesi delle osservazioni ricevute in relazione al primo documento per la consultazione;
  - in data 23 luglio 2009 è stato diffuso il secondo documento per la consultazione, in relazione al quale è stato possibile inviare osservazioni fino al 15 settembre 2009;
  - in esito ad ogni fase della consultazione sono state valutate le opzioni alternative e riformulate le proposte iniziali tenendo conto delle osservazioni pervenute dai soggetti interessati e altresì degli obiettivi del procedimento, generali e specifici, indicati come sopra descritto.
- il procedimento sulle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale, per il periodo 2010-2013 avviato con la deliberazione ARG/gas 50/08 si è svolto in parallelo all'analogo procedimento per la regolazione della qualità del servizio per il medesimo periodo di regolazione, in relazione al quale è stata emanata la deliberazione ARG/gas 141/09 di approvazione della *RQTG*;
- nel secondo documento per la consultazione, l'Autorità, ai fini della determinazione della disciplina tariffaria per il terzo periodo di regolazione, ha prospettato tra l'altro la necessità di:

- confermare, al fine di assicurare lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto, la disciplina incentivante relativa ai nuovi investimenti applicata nel secondo periodo di regolazione, prevedendo di introdurre nel corso del terzo periodo di regolazione un indice di efficacia che consenta di valutare il rapporto tra i benefici apportati al sistema e i costi sostenuti per la realizzazione dell'infrastruttura;
- prevedere che la remunerazione delle immobilizzazioni in corso relative agli investimenti della rete nazionale di gasdotti avvenga secondo criteri analoghi a quelli introdotti con la deliberazione 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08;
- introdurre nel corso del terzo periodo di regolazione meccanismi finalizzati ad incrementare l'efficienza nella realizzazione di nuovi investimenti, mediante l'individuazione di un costo standard da assumere come riferimento per valutare l'efficienza relativa degli operatori;
- confermare l'adozione del modello tariffario *entry–exit* ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, prevedendo, al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza, la semplificazione dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita;
- adottare nuovi criteri di copertura del costo di trasporto nei punti di uscita e di riconsegna della rete;
- prevedere che i costi sostenuti per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete siano esclusi dall'applicazione del *price cap*;
- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto e prevedendo meccanismi di reintegro nell'ambito del servizio di bilanciamento;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il cosiddetto criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 166/05;
- prevedere l'applicazione di coefficienti di recupero di produttività differenziati per ciascun impresa di trasporto;
- modificare la vita utile di alcune categorie di cespiti per adeguarle alla durata tecnica effettiva e renderle coerenti con i provvedimenti adottati nel settore della distribuzione del gas e della rigassificazione del Gnl;
- aggiornare le quote parti dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento applicando criteri analoghi a quelli adottati nel servizio di rigassificazione e nel settore elettrico;
- prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto, anche al fine di garantire una maggiore degressività della tariffa di trasporto;
- enucleare i costi afferenti il servizio di misura del trasporto al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso;

- prevedere che i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati siano considerati come poste rettificative ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto, in analogia con quanto previsto per il servizio di distribuzione del gas naturale;
- determinare il corrispettivo unitario variabile con riferimento all'energia associata ai volumi immessi nell'anno solare 2008;
- prevedere un'unica controparte commerciale e un bilanciamento unico delle reti di trasporto, al fine di superare le problematiche di accesso al servizio determinate dalla presenza di condizioni di servizio differenziate e dalla frammentazione dei rapporti tra gli utenti del servizio e le imprese di trasporto.

• le osservazioni pervenute dagli operatori hanno evidenziato in prevalenza le seguenti esigenze:
  - rinviare l'introduzione di indicatori dell'efficacia degli investimenti, in considerazione delle complessità legate allo sviluppo dei modelli di valutazione dei benefici associati all'espansione delle rete di trasporto del gas naturale;
  - mantenere l'attuale regime di remunerazione delle immobilizzazioni in corso, in quanto il mancato riconoscimento della quota di ammortamento determina un significativo incentivo all'accelerazione degli investimenti;
  - rinviare l'individuazione del costo efficiente nella realizzazione dei nuovi investimenti, prevedendo la sperimentazione della metodologia proposta su alcuni progetti pilota, con limitato impatto sulle capacità di trasporto;
  - modificare le aree di uscita della rete di trasporto in modo da renderle omogenee a quelle della distribuzione;
  - mantenere i criteri di copertura dei costi di trasporto nei punti di riconsegna della rete regionale e nei punti di uscita della rete nazionale previsti per il secondo periodo di regolazione, rinviando a successivi provvedimenti l'eventuale revisione dei criteri di conferimento della capacità in detti punti;
  - in merito alle modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per l'acquisto del gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione e al reintegro delle perdite di rete sono emerse posizioni divergenti, in particolare:
    a) gli utenti della rete di trasporto evidenziano la loro preferenza per il mantenimento di un corrispettivo tariffario per la copertura di detti costi;
    b) altri operatori ritengono preferibile l'allocazione in natura del gas e la contestuale introduzione di un meccanismo di conguaglio per gli scostamenti tra le quantità allocate agli utenti ed il consumo effettivo;
  - non applicare alcun incentivo alla riduzione del gas non contabilizzato fino alla completa realizzazione del piano di adeguamento degli impianti di misura;
  - fissare coefficienti di recupero di produttività differenziati per le imprese di trasporto, in modo da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di otto anni e, nel caso in cui il *profit sharing* sia nullo, applicare un coefficiente di recupero di produttività pari a zero;
  - prevedere il ricalcolo del fondo di ammortamento, applicando le vite utili proposte nel secondo documento di consultazione per la determinazione

della percentuale di degrado relativa all'arco temporale antecedente al primo periodo di regolazione;

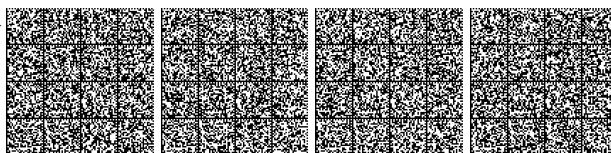
- in merito alla ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* sono emerse posizioni divergenti, in particolare:
  a) gli utenti del servizio di trasporto ritengono in genere preferibile una ripartizione 70:30, in quanto consentirebbe di non penalizzare i clienti del settore civile;
  b) le imprese di trasporto e alti utenti del servizio ritengono preferibile una ripartizione 90:10, in quanto tale ripartizione riflette la struttura dei costi del servizio;
- mantenere il trattamento previsto nel secondo periodo di regolazione per i contributi in conto capitale, al fine di assicurare una congrua remunerazione degli investimenti sostenuti;
- calcolare il corrispettivo unitario variabile con riferimento ai volumi immessi in rete negli ultimi 12 mesi disponibili, alla luce della pesante contrazione dei consumi verificatasi nel corso del 2009.
- prevedere il riconoscimento dei costi operativi incrementali derivanti dalla realizzazione di nuovi investimenti, eventualmente anche su base parametrica;
- tenere conto della mancata rappresentatività dei costi operativi desumibili dal bilancio di esercizio relativo al 2008 nel caso in cui un'impresa di trasporto non abbia potuto avviare l'erogazione del servizio per cause esogene.

Considerato inoltre che:

- il perimetro dei comparti del servizio di misura previsto dalla deliberazione n. 11/07 non risulta coerente con l'articolazione del servizio di misura del trasporto, come prospettato nel primo documento di consultazione;
- il perimetro dei comparti del servizio di dispacciamento del gas naturale previsto dalla deliberazione n. 11/07 non risulta coerente con le proposte in merito all'enucleazione dei costi relativi al servizio di bilanciamento operativo della rete.
- con deliberazione VIS 8/09 l'Autorità ha fissato i costi addizionali sostenuti dall'impresa maggiore per l'acquisto del fuel gas negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007 e ha previsto di fissare i costi addizionali sostenuti dalla medesima società per l'acquisto del fuel gas negli anni termici 2007-2008 e 2008-2009 con successivi provvedimenti;
- nell'ambito del procedimento di approvazione delle proposte tariffarie relative all'anno termico 2008-2009, gli uffici dell'Autorità hanno comunicato in data 30 maggio 2008 (prot. generale P/15918 del 30 maggio 2008) le modalità di riconoscimento degli ulteriori ricavi relativi ad infrastrutture trasferite dalla rete di distribuzione alla rete di trasporto;
- con deliberazione ARG/gas 135/08, l'Autorità ha prorogato per il periodo 1 ottobre 2009-31 dicembre 2009 la validità delle proposte tariffarie per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale approvate con deliberazione ARG/gas 102/08, prevedendo:

- l'estensione al trimestre ottobre 2009-dicembre 2009 dei criteri di garanzia dei ricavi di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 166/05 e del regime di perequazione di cui all'articolo 14 bis;
  - la definizione con successivo provvedimento dei criteri di trasferimento della quota parte dei ricavi derivanti dall'applicazione delle tariffe di distribuzione di competenza delle società Gas Plus Trasporto S.r.l. e Italcogim Trasporto S.r.l.;
- l'Autorità, anche con l'ausilio di consulenti esterni, sta svolgendo approfondimenti in merito alla metodologia di calcolo dei corrispettivi di capacità della rete nazionale di gasdotti;
- l'Autorità, anche con l'ausilio di consulenti esterni, sta svolgendo approfondimenti in merito al piano di adeguamento degli impianti di misura, anche al fine di definire il livello fisiologico di gas non contabilizzato.

Considerato che:

- il servizio di misura del gas naturale comprende l'attività di installazione e manutenzione degli strumenti di misura (c.d. *metering*), nonché l'attività di raccolta, validazione e registrazione del dato generato dai predetti strumenti (c.d. *meter reading*); tale servizio è funzionale alla gestione fisica della rete e alla corretta quantificazione delle partite economiche relative ai servizi di vendita, distribuzione, trasporto, dispacciamento commerciale (comprensivo dell'attività di conferimento delle capacità di trasporto e del servizio di bilanciamento), stoccaggio e rigassificazione di Gnl;
- per quanto riguarda le reti di trasporto:
  - l'attività di *meter reading* è attualmente svolta dalle imprese di trasporto nell'ambito del servizio di trasporto dalle stesse erogato; pertanto la remunerazione di tale attività è oggi assicurata dalle tariffe di trasporto, mentre le relative condizioni di erogazione sono contenute nei rispettivi codici di rete;
  - l'attività di *metering,* le cui condizioni di erogazione sono disciplinate dai codici delle imprese, è attualmente svolta da una molteplicità di soggetti titolari dell'impianto di misura:
    a) imprese di trasporto, imprese di stoccaggio, imprese di rigassificazione di Gnl e imprese di distribuzione; per detti soggetti la remunerazione di tale attività è oggi assicurata dalle relative tariffe regolate;
    b) imprese di produzione di gas naturale e clienti finali direttamente allacciati alle reti di trasporto; per detti soggetti la remunerazione di tale attività non è oggi assicurata dalle tariffe regolate.
  - con la deliberazione n. 166/05, l'Autorità ha identificato un apposito corrispettivo per il servizio di misura, la cui disciplina è stata rinviata a successivo provvedimento; a tal fine la deliberazione n. 234/05 ha avviato uno specifico procedimento, nell'ambito del quale, con il DCO 14/06, l'Autorità ha prospettato una regolazione del servizio di misura finalizzata a:
    a) definire le responsabilità dei diversi soggetti coinvolti nelle attività di metering e meter reading;
    b) garantire l'affidabilità del dato di misura;

c) incentivare l'aggiornamento tecnologico dei sistemi di misura e della loro corretta manutenzione in modo da migliorare l'efficienza complessiva del sistema;
   d) garantire la tempestività del trasferimento del dato di misura ai soggetti interessati che ne abbiano diritto;
- la *RTDG*, nel disciplinare il servizio di misura del gas naturale sulle reti di distribuzione, ha:
   a) attribuito all'impresa di trasporto la responsabilità delle attività di metering e di meter reading nei punti di consegna della rete di distribuzione;
   b) riconosciuto all'impresa di trasporto la facoltà di avvalersi a tal fine dell'impresa distributrice interessata, regolando la ripartizione dei corrispettivi per il servizio;
   c) rinviato a successivo provvedimento la decorrenza delle disposizioni di cui ai precedenti due alinea;

• con la deliberazione VIS 8/09 si è conclusa l'indagine conoscitiva, avviata con deliberazione VIS 41/08, sugli anomali andamenti del gas non contabilizzato (di seguito: *GNC*) registrati nel periodo 2004-2006; e che gli esiti dell'indagine hanno evidenziato:
  - le cause della predetta anomalia, riconducibili prevalentemente all'inadeguatezza impiantistica degli impianti di misura, nonché da carenze nell'attività manutentiva nei punti di consegna e di riconsegna della rete di trasporto;
  - la necessità di risolvere le complessità gestionali ed amministrative sulla corretta applicazione delle disposizioni in materia di *GNC* e le criticità relative al controllo delle posizioni di bilanciamento degli utenti e al travaso di partite commerciali tra differenti equazioni di bilanciamento della rete;
  - la necessità di superare tali problematiche mediante l'individuazione di un percorso che preveda di:
     a) attribuire all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità del servizio di misura dei quantitativi di gas naturale immessi e prelevati dall'intero sistema di trasporto;
     b) trattare il *GNC* della rete di trasporto in modo analogo alle perdite fisiche di rete, attribuendone la titolarità all'impresa maggiore di trasporto, prevedendo di applicare tale disciplina all'intero ambito della rete di trasporto, indipendentemente dalla proprietà delle reti;
     c) perseguire la riduzione del livello del *GNC* entro livelli fisiologici in un periodo di tempo comparabile a quello necessario per gli interventi di adeguamento/manutenzione degli impianti di misura;
     d) definire i rapporti tra l'impresa di maggiore di trasporto e le altre imprese di trasporto;

• inoltre, al fine di poter porre tempestivamente rimedio alle sopra richiamate criticità impiantistiche, la deliberazione VIS 8/09 ha ordinato alla società Snam Rete Gas S.p.A., nella sua qualità di impresa maggiore di trasporto, di trasmettere entro il mese di maggio 2009 un piano di adeguamento degli impianti di misura, coerente con i criteri enunciati nella relazione allegata alla stessa deliberazione;

- in conseguenza delle modifiche del quadro normativo introdotte dalla *RTDG* e delle nuove esigenze emerse dall'indagine conoscitiva conclusa con la deliberazione VIS 8/09, anche alla luce delle osservazioni degli operatori sul documento per la consultazione DCO 14/06, l'Autorità, con il documento per la consultazione DCO 4/09 ha formulato nuovi orientamenti in materia di regolazione del servizio di misura e dei relativi corrispettivi; in particolare, confermando l'impostazione generale delineata nel primo documento di consultazione, l'Autorità con il nuovo documento ha manifestato l'intenzione di:
  - definire l'ambito oggettivo del servizio di misura del trasporto del gas includendo le attività di *metering* e *meter reading* su tutti gli impianti per la misura dei volumi fisici di gas e della composizione del gas delle reti di trasporto;
  - definire un quadro certo delle responsabilità nello svolgimento delle predette attività, attribuendo un ruolo preminente all'impresa maggiore di trasporto;
  - garantire l'aggiornamento tecnologico dei sistemi di misura mediante:
    a) la predisposizione di un programma di adeguamento e manutenzione da parte dell'impresa maggiore di trasporto;
    b) la definizione di caratteristiche prestazionali e funzionali minime e di un graduale programma di interventi da parte dell'Autorità;
  - definire gli obblighi di disponibilità e di pubblicazione dei dati di misura, nonché di qualità del servizio;
  - determinare un corrispettivo per il servizio di misura del trasporto che assicuri la remunerazione ai soggetti che concorrono ad erogare il servizio;
  - enucleare i costi relativi al predetto servizio ad oggi già riconosciuti dalle tariffe per i servizi di distribuzione, stoccaggio e rigassificazione di Gnl;
- dalle osservazioni pervenute nell'ambito della consultazione emerge quanto segue:
  (a) alcuni operatori hanno criticato le modalità con cui si è svolta la consultazione, in particolare il fatto che non abbiano avuto riscontro le osservazioni formulate al DCO 4/09 nell'ambito del documento per la consultazione pubblicato dall'Autorità il 23 luglio 2009, DCO 24/09;
  (b) alcune imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore (di seguito: altre imprese di trasporto) hanno contestato l'intenzione di attribuire alla società Snam Rete Gas S.p.A. la responsabilità del servizio di misura del trasporto del gas in quanto si tratterebbe di una decisione:
    (i) illegittima, poiché, in violazione del principio costituzionale della libertà di impresa, realizzerebbe una sostanziale "espropriazione" di attività sino ad oggi svolte dalle altre imprese di trasporto con contestuale riserva di tali attività in capo all'impresa maggiore;
    (ii) che vanificherebbe gli investimenti effettuati dalle predette altre imprese di trasporto sulle attività di *metering* e *meter reading*, non essendo loro riconosciuto alcun indennizzo;
  (c) alcuni operatori hanno evidenziato la necessità di non disgiungere la responsabilità dell'attività di misura dalla proprietà degli impianti, al fine di evitare l'insorgere di criticità, quali in particolar modo l'accesso al gruppo di misura e l'impossibilità di effettuare le attività di manutenzione in

condizioni di sicurezza in mancanza di uno specifico accordo con il titolare dell'impianto;

(d) la maggior parte degli operatori ha sostanzialmente condiviso le proposte di riforma dell'assetto della misura proposte dall'Autorità, richiedendo di apportare alcune modifiche tra le quali in particolare si segnalano le seguenti esigenze:
   (i) definire contratti standard di servizio, approvati dall'Autorità, in cui vengano definite tutte le condizioni che disciplinano il rapporto tra il responsabile del servizio di misura e i soggetti titolari degli impianti e di sviluppare uno specifico codice di misura che disciplini le condizioni di accesso ed erogazione del servizio e gli obblighi di qualità, disponibilità e pubblicazione del dato di misura;
   (ii) che l'impresa maggiore di trasporto, nei punti di riconsegna che alimentano impianti di distribuzione, si avvalga obbligatoriamente dell'impresa di distribuzione, al fine di garantire la sicurezza dell'impianto evitando l'accesso di soggetti terzi agli impianti di misura;
   (iii) utilizzare la metodologia del costo storico rivalutato come criterio generale per la determinazione dei costi riconosciuti del servizio di misura, limitando l'utilizzo del costo standard al solo caso in cui non risultino evidenze contabili di tali costi;
   (iv) determinare il livello dei costi operativi con riferimento ai costi effettivamente sostenuti e, per i primi anni di attività del responsabile del servizio di misura, prevedere che i costi operativi, in analogia con quanto previsto per l'avviamento di nuove imprese, siano proposti dal soggetto responsabile e sottoposti a verifica da parte dell'Autorità, prevedendo opportuni conguagli in caso di scostamenti;
   (v) introdurre nuove categorie di cespiti, con particolare riferimento agli impianti per la misura della composizione del gas e ai sistemi di acquisizione, elaborazione e trasmissione dei dati, al fine di tenere conto della loro effettiva vita tecnica;
   (vi) definire in dettaglio le modalità di remunerazione del servizio erogato da soggetti terzi rispetto all'impresa maggiore di trasporto;
   (vii) prevedere la definizione di un corrispettivo unitario di misura capacitivo, sia per il metering che per il meter reading, da applicare alle capacità di trasporto conferite agli utenti del servizio, al fine di evitare la formazione di barriere all'entrata sul mercato per gli operatori di minori dimensioni.

Considerato inoltre che:

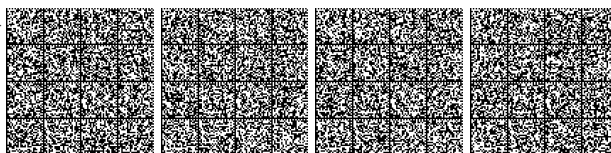
- per quanto riguarda le osservazioni richiamate nella precedente lettera (a), nell'ambito del procedimento per l'adozione del presente provvedimento è stata garantita la più ampia partecipazione ai soggetti interessati ed il contraddittorio, mediante due distinte fasi di consultazione preventiva avvenute con la pubblicazione del DCO 14/06 e del DCO 4/09; pertanto delle osservazioni pervenute in merito a quest'ultimo documento di consultazione si dà riscontro nel presente provvedimento;

- lo stesso grado di partecipazione è stato garantito dall'Autorità anche nei suoi interventi adottati su aspetti correlati alla regolazione della misura del trasporto, nel periodo trascorso tra la pubblicazione dei due predetti documenti, quali la regolazione dei corrispettivi per il servizio di distribuzione e di misura della distribuzione, sottoposta ad *AIR*, nonché l'istruttoria conoscitiva sul *GNC* di cui alla deliberazione VIS 41/08;
- quanto alle osservazioni di cui alla precedente lettera (b) si evidenzia che:
  - al fine di garantire il corretto funzionamento del mercato del gas è fondamentale che il servizio di misura sia svolto in forma efficiente, tempestiva, ed unificata; e tale obiettivo può essere efficacemente raggiunto individuando un unico soggetto che coordini tutte le attività del servizio, abbia accesso non condizionato ai sistemi di misura e possa operare come soggetto di ultima istanza ove i sistemi non vengano aggiornati secondo le indicazioni dell'Autorità;
  - nel DCO 4/09 l'Autorità ha prefigurato la definizione di un quadro certo delle responsabilità di tutti i soggetti coinvolti nell'attività di *metering* e *meter reading* per il sistema di trasporto prevedendo un particolare ruolo di responsabilità dell'impresa maggiore di trasporto in quanto essa:
    a) riveste un ruolo preminente nella gestione coordinata del sistema nazionale del gas, con particolare riferimento al servizio di bilanciamento erogato sulla rete nazionale di gasdotti;
    b) dispone del *know-how* tecnologico adeguato per garantire il processo di adeguamento degli impianti di misura;
    c) è garanzia dell'effettiva implementazione delle disposizioni in materia di adeguamento degli impianti di misura e della loro manutenzione;
- in particolare, nell'illustrare la predetta responsabilità per l'impresa maggiore il DCO 4/09 prevede che essa comporti:
  - la predisposizione e l'aggiornamento di un piano di interventi di adeguamento e di manutenzione dei sistemi di misura;
  - la predisposizione di criteri minimi per le soluzioni impiantistiche da sottoporre all'Autorità per la loro approvazione;
  - il coordinamento con i soggetti titolari degli impianti di misura, che comprende un'attività di monitoraggio del rispetto del piano e dei criteri di cui ai precedenti alinea, nonché il dovere, in caso di inadempimento da parte di tali soggetti, di realizzare un nuovo impianto e sostituirsi nella loro gestione;
- da quanto sopra consegue che i soggetti titolari dei sistemi di misura, tra cui anche le altre imprese di trasporto, non sono "espropriate" di tali attività, ma conservano la responsabilità di svolgerle sulla base del coordinamento e dell'indirizzo dell'impresa maggiore nei termini sopra richiamati; a tal fine i predetti soggetti ricevono un'adeguata remunerazione per l'attività eventualmente svolta in coerenza con tali indirizzi;
- quanto alle osservazioni di cui alla precedente lettera (c), il DCO 4/09 ha prefigurato la possibilità che nell'esercizio dell'attività di misura, l'impresa maggiore di trasporto possa avvalersi di soggetti terzi (imprese di distribuzione, imprese di stoccaggio, titolari di impianti di misura, ecc…) che operino sulla base di specifici accordi e la cui remunerazione avvenga sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità;

- il decreto legge n. 135/09 stabilisce che i sistemi di misura relativi alle stazioni per le immissioni di gas naturale nella rete nazionale di trasporto non sono soggetti all'applicazione della normativa di metrologia legale, e che con successivi provvedimenti il Ministero dello Sviluppo Economico definirà le modalità per la realizzazione e la gestione dei medesimi sistemi di misura.

Ritenuto che sia opportuno:

- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6,4% per il servizio di trasporto e dispacciamento;
- confermare il meccanismo di incentivi relativo ai nuovi investimenti applicato nel secondo periodo di regolazione, nelle more dell'introduzione di un indice di efficacia che consenta di valutare il rapporto tra i benefici apportati al sistema e i costi sostenuti per la realizzazione dell'infrastruttura;
- prevedere che nel corso del terzo periodo di regolazione la remunerazione delle immobilizzazioni in corso relative agli investimenti della rete di trasporto avvenga secondo criteri analoghi a quelli che saranno applicati nel settore della trasmissione elettrica;
- confermare l'adozione del modello tariffario *entry–exit* ai fini della determinazione dei corrispettivi di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti, prevedendo, al fine di promuovere ulteriormente la concorrenza, la semplificazione dell'articolazione delle aree tariffarie di uscita, in modo da renderle coerenti con le aree geografiche di applicazione (ambiti tariffari) definite con la deliberazione ARG/gas 159/08;
- mantenere i criteri di ripartizione dei ricavi associati alla rete nazionale di gasdotti tra i corrispettivi di entrata e i corrispettivi di uscita, in attesa di una eventuale revisione dei criteri di riconoscimento dei ricavi associati alla realizzazione di capacità incrementale nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti;
- prevedere l'allocazione agli utenti del servizio di trasporto del gas per il funzionamento delle centrali di compressione e per il reintegro delle perdite di rete;
- trattare il gas non contabilizzato con criteri analoghi a quelli indicati per le perdite fisiche della rete di trasporto, rinviando ad un successivo provvedimento la definizione degli obiettivi di riduzione del gas non contabilizzato;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del *profit sharing*, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della deliberazione n. 166/05;
- fissare coefficienti di recupero di produttività differenziati per ciascun impresa di trasporto ed in particolare:
  - nel caso in cui le imprese, nell'anno di riferimento per la determinazione dei costi operativi, presentino costi effettivi inferiori ai costi riconosciuti, fissare il coefficiente di recupero di produttività in modo da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di 8 anni;
  - nel caso in cui le imprese presentino nell'anno di riferimento costi effettivi superiori ai costi riconosciuti, fissare:

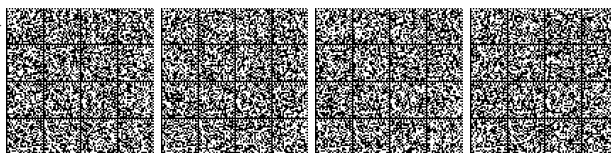
a) il coefficiente di recupero di produttività in modo da riallineare i costi dell'impresa al costo medio di settore in un periodo di 4 anni, qualora l'impresa presenti dei costi effettivi superiori al costo medio di settore;
    b) il coefficiente di recupero di produttività pari a zero, qualora l'impresa presenti dei costi effettivi inferiori al costo medio di settore;
  - nel caso di imprese costituite attraverso la riclassificazione di tratti di rete di distribuzione applicare il coefficiente di recupero di produttività previsto per il settore della distribuzione, al fine di garantire il principio di invarianza dei costi;
- incrementare a 50 anni la vita utile del cespite metanodotti ed introdurre la categoria di cespite impianti di regolazione e di riduzione della pressione, al fine di meglio riflettere l'effettiva durata tecnica delle infrastrutture di trasporto;
- aggiornare le quote parti dei ricavi riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e all'ammortamento applicando criteri analoghi a quelli adottati nel servizio di rigassificazione e nel settore elettrico;
- prevedere una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che rifletta la struttura dei costi, di capitale e operativi, dell'attività di trasporto, anche al fine di garantire una maggiore degressività della tariffa;
- enucleare i costi afferenti il servizio di misura del trasporto al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso;
- prevedere che i contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari e da soggetti privati siano considerati come poste rettificative ai fini del calcolo del capitale investito riconosciuto, in analogia con quanto previsto per il servizio di distribuzione del gas naturale; e che pertanto, a partire dall'anno 2000, tali contributi non siano soggetti a degrado in quanto i criteri tariffari adottati dall'Autorità per il servizio di trasporto non ne prevedevano la detrazione dalle quote di ammortamento riconosciute;
- calcolare il corrispettivo unitario variabile con riferimento ai volumi immessi in rete negli ultimi 12 mesi disponibili, al fine di riflettere le previsioni in merito all'evoluzione dei volumi di gas immessi in rete per il terzo periodo di regolazione, in relazione all'attuale congiuntura economica;
- mantenere il criterio di riconoscimento dei costi operativi incrementali già previsto nel secondo periodo di regolazione limitatamente alle tipologie T5 e T6, prevedendo di estendere la sua applicazione alle altre tipologie di investimento;
- applicare il medesimo criterio di cui al precedente alinea nel caso in cui una impresa di trasporto abbia reso disponibile una nuova infrastruttura funzionale all'immissione di gas e pur avendo completato le opere di propria pertinenza, per cause esogene non abbia potuto avviare l'erogazione del servizio;
- avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di:
  - definizione di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione del potenziamento delle infrastrutture di trasporto del gas naturale;
  - definizione di un criterio di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base di costi standard, ai fini dell'individuazione di un livello di costo efficiente nella realizzazione di nuovi investimenti;
  - definizione di un meccanismo integrativo alle disposizioni del RTTG per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di trasporto.

- monitoraggio del livello di indebitamento degli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

- avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di:
  - modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata, uscita e di riconsegna della rete di trasporto, coerentemente con i criteri di cui al paragrafo 20.16 del secondo documento per la consultazione;
  - definizione di un riferimento commerciale unico per gli utenti del servizio di trasporto, in coerenza con gli sviluppi del procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 104/08;
  - bilanciamento commerciale unico delle reti di trasporto;
  - acquisizione centralizzata da parte dell'impresa maggiore di trasporto delle risorse di stoccaggio necessarie a garantire il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, al fine di garantire omogeneità dei criteri per la determinazione delle risorse;
  - verifica dell'adeguatezza, rispetto alle effettive esigenze, delle prestazioni di stoccaggio richieste dalle imprese di trasporto ai fini del bilanciamento operativo;
  - avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di gestione dei dati di misura nel trasporto del gas naturale sia con riferimento alla misura dei quantitativi che con riferimento alla composizione chimica del gas, tenuto conto di quanto già disposto dall'Autorità in tema di regolazione della qualità del gas.

Ritenuto che sia necessario:

- con riferimento ai servizi di misura e di dispacciamento del gas naturale, apportare alcune modifiche alla struttura dei comparti di cui alla deliberazione n. 11/07;
- modificare l'attribuzione della responsabilità dell'installazione e della manutenzione dei misuratori nei punti di consegna delle reti di distribuzione di cui all'Allegato della deliberazione ARG/gas 159/08, al fine di renderle coerenti con le disposizioni relative al nuovo assetto del servizio di misura;
- determinare il costo addizionale sostenuto nell'anno termico 2007-2008 dall'impresa maggiore di trasporto per l'acquisto del *fuel gas* per effetto della dinamica congiunturale dei prezzi del petrolio e dei suoi derivati, utilizzando i medesimi criteri adottati nella deliberazione VIS 8/09 per la fissazione dei costi addizionali sostenuti negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007; e prevedere che i costi addizionali relativi ai predetti tre anni termici siano inclusi dall'impresa maggiore di trasporto nel calcolo del fattore correttivo utilizzato ai fini della determinazione delle tariffe relative all'anno 2010;
- determinare gli ulteriori ricavi spettanti alla società Metanodotto Alpino per l'anno termico 2008-2009 in merito alle infrastrutture trasferite dalla rete di distribuzione alla rete di trasporto;
- al fine di assicurare una corretta gestione della fase di transizione dall'anno termico all'anno solare, introdurre, con riferimento al trimestre ottobre-dicembre 2009, disposizioni transitorie in materia di determinazione dei ricavi di riferimento, di calcolo del fattore correttivo e di perequazione del corrispettivo regionale CR_r.

Ritenuto opportuno:

- definire un quadro coordinato di tutte le attività e responsabilità del servizio complessivo di misura, comprensivo anche delle reti regionali di trasporto, compatibile con le indicazioni che il Ministero dello sviluppo economico intenderà adottare con riferimento ai singoli sistemi di misura relativi alla rete nazionale di trasporto;
- di conseguenza e salvo diverso pronunciamento del Ministero dello sviluppo economico, prevedere precise responsabilità per lo svolgimento del servizio di misura, assegnando:
  - all'impresa maggiore di trasporto il ruolo di vigilanza e coordinamento per tutte le attività inerenti il servizio e la responsabilità dell'attività di *meter reading*;
  - ai titolari degli impianti di misura la responsabilità dell'attività di *metering*, con riferimento ai punti di immissione delle produzioni nazionali, ai siti di stoccaggio, ai terminali di rigassificazione di Gnl, ai punti di interconnessione con reti di distribuzione;
  - all'impresa maggiore con riferimento ai punti di interconnessione con sistemi di trasporto esteri;
  - all'impresa di trasporto sottesa con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di trasporto;
  - all'impresa di trasporto con riferimento ai punti di riconsegna ai clienti finali allacciati alla rete di trasporto.
- prevedere che l'impresa maggiore, nell'ambito dell'attività di coordinamento e vigilanza, assicuri l'effettiva implementazione delle disposizioni in materia di adeguamento degli impianti di misura, ivi comprese quelle che saranno definite ai sensi del decreto legge n. 135/09, anche tramite la sostituzione al soggetto terzo responsabile dell'attività; e che, qualora l'impianto non venga adeguato o correttamente mantenuto, non sia riconosciuta alcuna quota di ricavo per detti impianti al soggetto gestore/titolare dell'impianto medesimo;
- definire i criteri di remunerazione dell'attività svolta dai soggetti terzi, inclusa la definizione di meccanismi che garantiscano il recupero dei ricavi di spettanza di detti soggetti terzi;
- prevedere che il costo riconosciuto per il servizio di misura avvenga con riferimento a tutti gli *asset* e alle attività funzionali al servizio di misura del trasporto gas con l'esclusione di quelli in capo ai produttori nazionali, in quanto tali costi trovano già copertura nei contratti di vendita stipulati da tali produttori; e che il costo sia riferito ad un sistema di misura tecnologicamente avanzato e ad un servizio fornito in condizioni di qualità ed efficienza;
- prevedere che i produttori nazionali adeguino eventuali impianti non conformi alle prestazioni funzionali e prestazionale minime fissate per l'accesso alla rete di trasporto nazionale;
- fissare il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6,9% per il servizio di misura del trasporto gas;
- prevedere, con riferimento agli impianti di misura, l'introduzione di nuove categorie di cespiti al fine di rifletterne l'effettiva durata tecnica;

- definire con successivo provvedimento il coefficiente di recupero di produttività per il servizi di misura, contestualmente all'approvazione dei costi operativi di tale servizio;
- determinare un corrispettivo per l'erogazione del servizio di misura da applicare alle capacità conferite nei punti di riconsegna della rete di trasporto;
- prevedere modalità di aggiornamento delle quote di ricavo riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto e alla quota di ammortamento in linea con le logiche di aggiornamento adottate per il servizio di trasporto;
- aggiornare le tariffe dei servizi regolati di stoccaggio, di rigassificazione del Gnl e di distribuzione prevedendone un loro ricalcolo a seguito dell'enucleazione dei costi afferenti il servizio di misura del trasporto.

Ritenuto inoltre opportuno:

- prevedere che l'impresa maggiore di trasporto, sulla base delle valutazioni che saranno espresse dall'Autorità, per gli aspetti di propria competenza, relativamente al piano preliminare trasmesso nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione VIS 8/09, presenti all'Autorità un nuovo piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura, previa consultazione dei soggetti titolari degli impianti di misura e delle altre imprese di trasporto del gas, secondo una procedura analoga a quella adottata per l'aggiornamento del codice di rete di trasporto;
- in esito alla verifica del piano di cui al precedente alinea, prevedere che l'Autorità definisca contestualmente il livello di *GNC* fisiologico della rete di trasporto e gli incentivi al suo contenimento;
- definire norme in materia di trattamento e riservatezza dei dati.

Ritenuto infine opportuno:

- definire una disciplina transitoria per l'approvazione delle proposte tariffarie relative all'anno 2010, al fine di consentire un ordinata transizione al nuovo periodo di riferimento per la definizione dei corrispettivi di trasporto;
- al fine di poter completare gli adempimenti necessari alla riforma del servizio di misura del trasporto gas rinviare l'avvio della nuova disciplina a partire dall'anno 2011, prevedendo per l'anno 2010 l'introduzione di una disciplina tariffaria transitoria del servizio mediante la definizione di un corrispettivo di misura nel quale confluiscano i costi riconosciuti per il servizio di misura delle sole imprese di trasporto; e che tale corrispettivo sia applicato alle capacità conferite nei punti di riconsegna della di trasporto

DELIBERA

Articolo 1

Testo Unico per il periodo di regolazione 2010-2013

1.1 È approvata la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo

2010-2013 (*TUTG*), relativa alla Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (*RTTG*), allegata alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato A*).

1.2 È approvata la Parte III del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 (*TUTG*), relativa alla Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (*RMTG*), allegata alla presente deliberazione di cui forma parte integrante e sostanziale (*Allegato B*).

Articolo 2

Disposizioni transitorie in materia di corrispettivo per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2010

2.1 In deroga a quanto disposto dalla *RMTG* e limitatamente ai costi relativi al servizio di misura riconosciuti alle imprese che all'1 gennaio 2010 erogano il servizio di trasporto, è istituito per l'anno 2010 un corrispettivo transitorio CM^T per la remunerazione del servizio di misura svolto dalle imprese di trasporto, determinato secondo le disposizioni di cui al successivo comma 2.5 e applicato dalle imprese di trasporto alla capacità conferita nei punti di riconsegna agli utenti del servizio.

2.2 I ricavi riconosciuti per il servizio di misura svolto dalle imprese di trasporto comprendono le seguenti quote di ricavo:

a) remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori, pari al 6,9 per cento reale pre tasse, riferito al capitale investito netto riconosciuto, calcolato applicando i medesimi criteri di cui al comma 3.3 della *RTTG* agli incrementi patrimoniali relativi al servizio di misura;

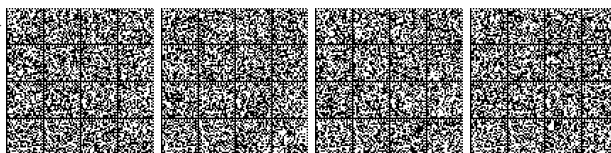
b) maggiore remunerazione del capitale investito netto per gli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione, calcolata applicando i medesimi criteri di cui al comma 3.6 della *RTTG*;

c) ammortamenti economico-tecnici calcolati in relazione alle caratteristiche dei cespiti, calcolati applicando i medesimi criteri di cui al comma 3.7 della *RTTG*;

d) costi operativi riconosciuti calcolati applicando i medesimi criteri di cui ai commi da 3.8 a 3.11 della *RTTG*.

2.3 Ai fini della determinazione dei ricavi riconosciuti di cui alle lettere a), b) e c) del precedente comma 2.2 si applicano le categorie di cespiti di cui alla tabella 1 della deliberazione n. 166/05 e la percentuale di degrado è calcolata secondo le disposizioni di cui al comma 3.4 lettera e) della medesima deliberazione, dove *t-1* è pari a 2008.

2.4 Entro il 14 dicembre 2009, le imprese di trasporto forniscono all'impresa maggiore di trasporto le informazioni necessarie alla determinazione del corrispettivo transitorio di misura CM^T ivi incluso l'ammontare dei ricavi riconosciuti RM^T.

2.5 L'impresa maggiore di trasporto calcola il corrispettivo di misura transitorio CM^T dividendo la somma complessiva dei ricavi riconosciuti per il servizio di misura

RM^T di tutte le imprese di trasporto per la capacità prevista in conferimento nei punti di riconsegna delle reti di trasporto per l'anno 2010.

2.6 Entro il 14 dicembre 2009, le imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore di trasporto comunicano all'Autorità le informazioni necessarie alla determinazione del corrispettivo transitorio di misura CM^T ivi incluso l'ammontare dei ricavi riconosciuti RM^T.

2.7 Entro il 15 dicembre 2009, l'impresa maggiore di trasporto comunica all'Autorità l'ammontare del corrispettivo CM^T e dei ricavi riconosciuti per il servizio di misura RM^T, nonché le informazioni utilizzate per la loro determinazione.

2.8 Le proposte di cui ai precedenti commi 2.6 e 2.7 si intendono approvate qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro 60 (sessanta) giorni dal loro ricevimento.

2.9 Entro 90 (novanta) giorni dalla data di approvazione delle proposte tariffarie di cui ai precedenti commi 2.6 e 2.7, le imprese di trasporto definiscono, in via contrattuale, le modalità per la ripartizione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma 2.5.

2.10 Copia dei contratti di cui al precedente comma 2.9, è trasmessa all'Autorità entro 15 (quindici) giorni dalla data di stipula.

2.11 Qualora i contratti di cui al precedente comma 2.9, non si perfezionino entro il termine ivi previsto, provvede l'Autorità, sentite eventualmente le imprese interessate.

Articolo 3

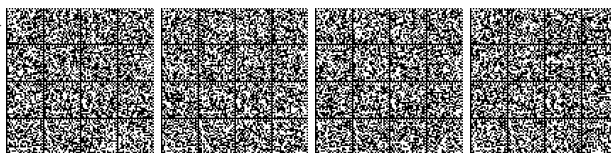
Avvio di procedimento per l'individuazione di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione del potenziamento delle infrastrutture di trasporto e dispacciamento del gas naturale e in materia di incentivazione del costo efficiente

3.1 E' avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di:

a) definizione di indicatori di efficacia degli investimenti ai fini dell'incentivazione del potenziamento delle infrastrutture di trasporto e dispacciamento del gas naturale;
b) definizione di un criterio di valorizzazione dei nuovi investimenti sulla base di costi standard, ai fini dell'individuazione di un livello di costo efficiente nella realizzazione di nuovi investimenti;
c) definizione di un meccanismo integrativo alle disposizioni del *RTTG* per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di trasporto;
d) monitoraggio del livello di indebitamento degli esercenti i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

3.2 In relazione a quanto previsto dal comma 3.1, lettera d), il procedimento è finalizzato ad individuare strumenti che favoriscano il mantenimento di condizioni di equilibrio economico finanziario del settore, eventualmente disincentivando politiche che prevedano un eccessivo ricorso al capitale di debito.

3.3 Nell'ambito del procedimento di cui al comma 3.1:

a) sono convocati, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, incontri con i soggetti interessati e con le formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;

b) sono istituiti, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, gruppi di lavoro con la partecipazione dei soggetti interessati;
c) sono resi disponibili, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, documenti per la consultazione contenenti proposte di provvedimenti in materia.

3.4 E' dato mandato al Direttore responsabile della Direzione Tariffe dell'Autorità per i seguiti di competenza di cui al presente articolo, sentito il Direttore responsabile della Direzione Mercati.

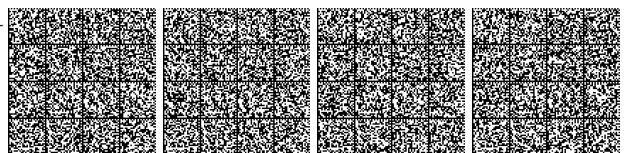
Articolo 4

Avvio di procedimento per l'individuazione di criteri per il conferimento di capacità nei punti di entrata, di uscita e di riconsegna della rete di trasporto, per la gestione commerciale unica e per il bilanciamento unico della rete di trasporto di gas naturale

4.1 E' avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di:
a) modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto nei punti di entrata, uscita e di riconsegna della rete di trasporto;
b) definizione di un riferimento commerciale unico per gli utenti del servizio di trasporto, in coerenza con gli sviluppi del procedimento avviato con la deliberazione ARG/gas 104/08;
c) bilanciamento commerciale unico delle reti di trasporto;
d) acquisizione centralizzata da parte dell'impresa maggiore di trasporto delle risorse di stoccaggio necessarie a garantire il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, al fine di garantire omogeneità dei criteri per la determinazione delle risorse;
e) verifica dell'adeguatezza, rispetto alle effettive esigenze, delle prestazioni di stoccaggio richieste dalle imprese di trasporto ai fini del bilanciamento operativo.

4.2 Nell'ambito del procedimento di cui al comma 4.1:
a) sono convocati, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, incontri con i soggetti interessati e con le formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;
b) sono istituiti, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, gruppi di lavoro con la partecipazione dei soggetti interessati;
c) sono resi disponibili, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, documenti per la consultazione contenenti proposte di provvedimenti in materia.

4.3 E' dato mandato al Direttore responsabile della Direzione Mercati dell'Autorità per i seguiti di competenza di cui al comma 4.1, lettere b), c), d), ed e).

4.4 E' dato mandato al Direttore responsabile della Direzione Mercati dell'Autorità, sentito il Direttore responsabile della Direzione Tariffe, per i seguiti di competenza di cui al comma 4.1, lettera a).

Articolo 5

Avvio di procedimento in materia di qualità del servizio di gestione dei dati di misura del trasporto del gas naturale

5.1 E' avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di gestione dei dati di misura nel trasporto del gas naturale sia con riferimento alla misura dei quantitativi che con riferimento alla composizione chimica del gas, tenuto conto di quanto già disposto dall'Autorità in tema di regolazione della qualità del gas.

5.2 Nell'ambito del procedimento di cui al comma 5.1:

a) sono convocati, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, incontri con i soggetti interessati e con le formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti;

b) sono istituiti, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, gruppi di lavoro con la partecipazione dei soggetti interessati;

c) sono resi disponibili, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, documenti per la consultazione contenenti proposte di provvedimenti in materia.

5.3 Il Direttore responsabile della Direzione Consumatori e Qualità del Servizio dell'Autorità procede:

a) allo svolgimento delle attività conoscitive ed istruttorie per il perseguimento delle finalità di cui al comma 4.1bis del presente articolo;

b) alle convocazioni e all'organizzazione degli incontri con gli operatori ritenuti necessari, fissandone le modalità in relazione alle esigenze di conduzione e sviluppo del procedimento;

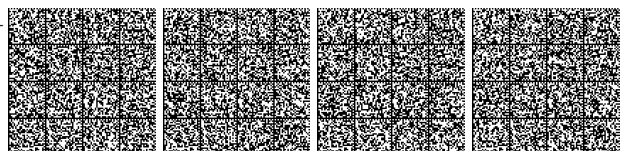
c) alla predisposizione di documenti per la consultazione e di proposte all'Autorità per gli interventi di competenza.

Articolo 6

Riconoscimento di costi addizionali sostenuti per l'acquisto del fuel gas

6.1 I costi addizionali sostenuti dalla società Snam Rete Gas per l'acquisto del *fuel gas* nell'anno termico 2007-2008, di cui al punto 10 della deliberazione VIS 8/09, sono fissati pari 33.569.948,24 euro.

6.2 L'impresa maggiore di trasporto include nel calcolo del fattore correttivo di cui al comma 10.1 i costi addizionali sostenuti per l'acquisto del *fuel gas* negli anni termici 2005-2006 e 2006-2007, di cui al punto 9 della deliberazione VIS 8/09, e i costi addizionali sostenuti per l'acquisto del *fuel gas* per l'anno termico 2007-2008, di cui al precedente comma 6.1.

6.3 Gli eventuali costi addizionali sostenuti per l'acquisto del *fuel gas* nel periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009 saranno definiti con successivo provvedimento, applicando i medesimi criteri di cui alla deliberazione VIS 8/09 e saranno inclusi nel calcolo del fattore correttivo di cui al comma 10.3.

Articolo 7
Modifiche all'Allegato A della deliberazione n. 11/07

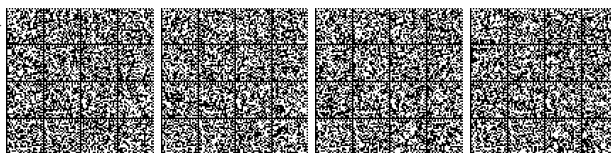
7.1 Il comma 6.10 dell'Allegato A della deliberazione n. 11/07 è sostituito dal seguente comma:
"6.10 Per l'attività di dispacciamento del gas naturale costituiscono comparti di separazione contabile:
a) programmazione dello sviluppo funzionale della rete di trasporto;
b) gestione coordinata delle risorse per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti, ivi compresa la rete di trasporto, al fine di assicurare la sicurezza di funzionamento del sistema gas;
c) approvvigionamento delle risorse necessarie per il bilanciamento operativo del sistema.

7.2 Il comma 6.12 dell'Allegato A della deliberazione n. 11/07 è sostituito dal seguente comma:
"6.12 Per l'attività di misura del gas costituiscono comparti di separazione contabile:
a) installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di riconsegna delle reti di distribuzione;
b) installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di consegna delle reti di trasporto e nei punti di riconsegna delle reti di trasporto corrispondenti alla fornitura ai clienti finali;
c) installazione e manutenzione dei misuratori nei punti di interconnessione tra reti;
d) installazione e manutenzione dei misuratori del potere calorifico e della qualità del gas, nonché rilevazione e registrazione dei relativi dati;
e) rilevazione e registrazione dei dati di misura nei punti di cui alla precedente lettera a);
f) rilevazione e registrazione dei dati di misura nei punti di cui alla precedente lettera b);
g) rilevazione e registrazione dei dati di misura nei punti di cui alla precedente lettera c);
h) interventi di natura commerciale sui misuratori.

Articolo 8
Modifiche all'Allegato A della deliberazione ARG/gas 159/08

8.1 La lettera a), del comma 52.1 dell'Allegato A della deliberazione ARG/gas 159/08 è sostituita dalla seguente lettera:
"a) con riferimento ai punti di consegna, l'impresa di distribuzione;".

Articolo 9
Disposizioni transitorie in materia di determinazione dei ricavi di riferimento per il trimestre ottobre-dicembre 2009

9.1 I ricavi di riferimento relativi ai corrispettivi unitari capacitivi per il trimestre ottobre-dicembre 2009 delle imprese di trasporto sono determinati con riferimento

ad un riproporzionamento su base giornaliera dei ricavi di riferimento per l'anno termico 2008-2009.

9.2 Gli accordi relativi alle modalità per la ripartizione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui all'articolo 8 della deliberazione n. 166/05 per il trimestre ottobre-dicembre 2009 continuano a valere, salvo modifiche concordate tra le parti.

9.3 Le imprese di trasporto di cui al punto 2 della deliberazione ARG/gas 135/09, trasmettono all'Autorità l'accordo di ripartizione con le imprese di distribuzione relativamente alle quote di ricavo spettanti per il trimestre ottobre-dicembre 2009 .

9.4 Nel caso di mancato raggiungimento dell'accordo di cui al comma 9.3 l'Autorità, entro il 31 marzo 2010, provvede alla determinazione delle quote di ricavo di cui al medesimo comma e lo comunica alle imprese di trasporto e alle imprese di distribuzione.

Articolo 10

Disposizioni transitorie in materia di calcolo del fattore correttivo relativo agli anni termici 2007-2008 e al periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009

10.1 I fattori correttivi FC^N e FC^R relativi all'anno termico 2007-2008 da considerare ai fini della formulazione delle proposte tariffarie relative all'anno 2010 sono calcolati con i criteri di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 166/05.

10.2 La società Metanodotto Alpino Srl sottrae al fattore correttivo da considerare ai fini della formulazione delle proposte tariffarie relative all'anno 2010 l'ammontare degli ulteriori ricavi spettanti relativamente all'anno termico 2008-2009, pari a 219.746,27 euro.

10.3 I fattori correttivi FC^N e FC^R relativi al periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009 da considerare ai fini della formulazione delle proposte tariffarie relative all'anno 2011 sono calcolati con i criteri di cui all'articolo 15 della deliberazione n. 166/05 prevedendo che il calcolo avvenga con riferimento, in luogo dell'anno termico 2008-2009, al periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009.

Articolo 11

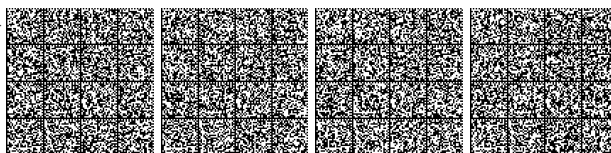
Disposizioni transitorie in materia di perequazione del corrispettivo regionale per il periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009

11.1 Ai fini della perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità *CRr* per il periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009 si applicano le disposizioni di cui all'articolo 14 bis della deliberazione n. 166/05 integrate dai seguenti commi.

11.2 In deroga alle disposizioni di cui al comma 14.3.bis di cui alla deliberazione n. 166/05 le imprese comunicano le informazioni relative al periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009 entro il 31 gennaio 2010.

11.3 L'ammontare di perequazione dei costi di trasporto T^{CR}, di cui al comma 14.5.bis della deliberazione n. 166/05 è calcolato con riferimento al periodo intercorrente tra il periodo 1 ottobre 2008-31 dicembre 2009.

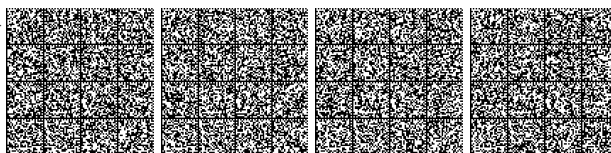
11.4 La Cassa comunica l'ammontare di cui al comma 14.6.bis della deliberazione n. 166/05 entro il 28 febbraio 2010.

11.5 Le imprese di trasporto versano alla Cassa l'ammontare di cui al comma 14.7.bis della deliberazione n. 166/05 entro il 31 marzo 2010.

11.6 La Cassa liquida l'ammontare di cui al comma 14.8.bis della deliberazione n. 166/05 entro il 30 giugno 2010.

11.7 Le imprese di trasporto di cui al punto 2 della deliberazione ARG/gas 135/09, versano alla Cassa, entro il 31 marzo 2010, i ricavi derivanti dall'applicazione del corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali *CRr* per il trimestre ottobre 2009-dicembre 2009, relativo ai conferimenti nei punti di riconsegna delle reti regionali delle medesime società.

Articolo 12
Approvazione delle tariffe di trasporto per l'anno 2010

12.1 Ai fini della determinazione delle tariffe di trasporto relative all'anno 2010, entro il 14 dicembre 2009, le imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore trasmettono a quest'ultima:
   a) i dati e le informazioni necessari per il calcolo dei corrispettivi unitari e dei corrispettivi specifici d'impresa di cui all'articolo 12 della *RTTG*, incluse la capacità di trasporto conferita per la definizione dei corrispettivi tariffari e la distanza di ciascun punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti calcolata ai sensi del comma 12.6 della *RTTG;*
   b) i dati necessari per l'individuazione dei punti di entrata e di uscita di cui all'articolo 7 della *RTTG*;
   c) i quantitativi di gas previsti per l'anno 2010 a copertura degli autoconsumi di cui al comma 9.1 della *RTTG* e delle perdite di rete di cui al comma 9.4 della *RTTG*.

12.2 Entro il 14 dicembre 2009, le imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore trasmettono all'Autorità:
   a) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, sottoscritta dal legale rappresentante dell'impresa, con cui si certifica che i costi dichiarati sono afferenti il servizio di trasporto e che la proposta tariffaria è coerente con i criteri definiti dalla *RTTG*;
   b) le componenti di ricavo RT^N, RT^R, RT^E e le quote di ricavo $RT^N_{capitale}$, RT^N_{amm}, $RT^R_{capitale}$ e RT^R_{amm} definite come agli articoli 3 e 5 della *RTTG*; a tal fine le imprese utilizzano la modulistica predisposta dagli uffici della Direzione tariffe dell'Autorità;
   c) limitatamente alle imprese che svolgono l'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, le proposte relative ai requisiti di iniezione e erogazione e di volume di gas e ai costi del servizio di bilanciamento del sistema che costituiscono il ricavo *RA* di cui all'articolo 6 della *RTTG*;
   d) la documentazione necessaria per la valutazione delle medesime proposte, inclusi la capacità di trasporto prevista in conferimento e i quantitativi di gas utilizzati per la definizione dei corrispettivi tariffari, nonché i quantitativi di gas previsti per l'anno 2010 a copertura degli autoconsumi di cui al comma 9.1 della *RTTG* e delle perdite di rete di cui al comma 9.4 della *RTTG*;
   e) nel caso di una riclassificazione di tratti di rete di distribuzione, i costi storici degli incrementi patrimoniali dei cespiti oggetto di riclassificazione, distinti per località della tariffa di distribuzione, e l'accordo con l'impresa di

distribuzione in merito alla ripartizione dei costi operativi, di cui al comma 4.3 della *RTTG*.

12.3 Entro il 15 dicembre 2009 l'impresa maggiore trasmette all'Autorità,

a) le informazioni di cui al comma 12.2;

b) le proposte dei punti di entrata ed uscita, dei corrispettivi relativi alla rete nazionale e regionale di gasdotti, dei corrispettivi specifici d'impresa e dei corrispettivi CV e CV^P relativamente al primo anno del periodo di regolazione calcolate sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 8 della *RTTG* e nel rispetto dei ricavi di riferimento di cui agli articoli 3, 4 e 5 della *RTTG*.

12.4 Entro il 15 dicembre 2009, l'impresa maggiore comunica le informazioni di cui al comma 12.3 alle altre imprese di trasporto, unitamente alla documentazione necessaria per la valutazione delle medesime proposte.

12.5 L'Autorità comunica alla Cassa i corrispettivi unitari regionali specifici d'impresa approvati ai sensi del presente articolo e le somme che le imprese di distribuzione devono versare ai sensi del comma 4.4 della *RTTG*.

12.6 Entro 5 (cinque) giorni dalla data di approvazione della tariffe da parte dell'Autorità, le imprese di trasporto pubblicano i corrispettivi approvati e la distanza di ciascun punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti calcolate ai sensi del comma 12.6 della *RTTG*.

Articolo 13

Disposizioni finali

13.1 La Cassa aggiorna le modalità di trasmissione delle informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione approvate con deliberazione ARG/gas 22/08 in coerenza con le disposizioni di cui al presente provvedimento e di cui alla *RTTG* entro 120 giorni dalla pubblicazione del medesimo, previa approvazione da parte della Direzione Tariffe dell'Autorità.

13.2 Il testo dell'Allegato A alla deliberazione n. 11/07 e dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 159/08, come risultanti dalle modifiche ed integrazioni apportate dal presente provvedimento sono pubblicati sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it).

13.3 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore dalla data della sua pubblicazione.

13.4 Il presente provvedimento è notificato alla Cassa Conguaglio Settore Elettrico, con sede legale in via Cesare Beccaria n. 94/96, 00196, Roma, alla Società Snam Rete Gas Spa, con sede legale in piazza Santa Barbara, 20097, San Donato Milanese (Milano) e alla società Metanodotto Alpino S.r.l., con sede legale in via Bardonecchia n. 5, Torino (Torino), in persona del legale rappresentante *pro tempore*, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento.

Milano, 1° dicembre 2009

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO *A*

Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (TUTG)

PARTE II
REGOLAZIONE DELLE TARIFFE PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO E DISPACCIAMENTO DEL GAS NATURALE PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2010-2013
(RTTG)

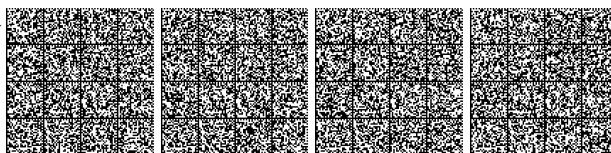
INDICE

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nella presente Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, relativa alla Regolazione delle tariffe del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (di seguito: *RTTG*), si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00), le definizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 luglio 2002, n. 137/02 (di seguito deliberazione n. 137/02) e le seguenti definizioni:

- **anno** è il periodo che intercorre tra l'1 gennaio e il 31 dicembre di ogni anno;
- **Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- **attività di trasporto** è l'attività che comprende le attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale come definite nella deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07;
- **autoconsumo** è il quantitativo di gas misurato per gli usi dell'impresa, incluso il gas necessario al funzionamento delle centrali di compressione, espresso in GJ/anno;
- **Cassa** è la Cassa Conguaglio per il Settore Elettico;
- **conferimento** è l'esito del processo di impegno di capacità di trasporto che individua la quantità massima di gas che ciascun utente può immettere nella rete o prelevare dalla rete, espressa come volume giornaliero misurato alle condizioni standard;
- **contributi erogati da soggetti privati** sono i contributi percepiti in coerenza con i criteri tecnico-economici emanati dall'Autorità ai sensi dell'articolo 8, comma 8.2, del decreto legislativo n. 164/00; fino all'emanazione delle disposizioni di cui all'articolo 8, comma 8.2, del decreto legislativo n. 164/00, i contributi sono definiti sulla base dei criteri provvisori contenuti nel codice di rete dell'impresa di trasporto, approvato dall'Autorità;
- ***GNC*** è il quantitativo di gas non misurato riconducibile a tutte le indeterminatezze dei termini che costituiscono l'equazione di bilancio della rete di trasporto, espresso in GJ/anno; rappresenta l'incognita dell'equazione di bilancio della rete di trasporto;
- **impresa di trasporto** è l'impresa che svolge l'attività di trasporto;
- **impresa maggiore** è l'impresa che svolge l'attività di trasporto sulla maggior parte della rete nazionale di gasdotti;
- **perdite di rete** è il quantitativo di gas non misurato necessario alla copertura delle perdite di rete, espresso in GJ/anno;
- **periodo di avviamento di un punto di riconsegna che alimenta un impianto per la produzione di energia elettrica direttamente connesso alla**

rete di trasporto è il periodo di 9 (nove) mesi successivo alla data di disponibilità della capacità di trasporto a seguito di realizzazione di un nuovo punto di riconsegna o di potenziamento superiore al 10% della capacità di un punto di riconsegna esistente;

- **periodo di avviamento di un punto di entrata interconnesso con l'estero o con terminali di Gnl** è il periodo di 16 (sedici) mesi successivo alla data di disponibilità della capacità di trasporto a seguito di realizzazione di un nuovo punto di entrata;
- **periodo di regolazione** è il periodo intercorrente tra l'1 gennaio 2010 e il 31 dicembre 2013;
- **periodo di punta** è il periodo di 6 (sei) mesi intercorrente tra l'1 novembre e il 30 aprile di ciascun anno;
- **periodo fuori punta** è il periodo di 6 (sei) mesi intercorrente tra l'1 maggio e il 31 ottobre di ciascun anno;
- **punto di consegna** è il punto fisico delle reti nel quale l'utente rende disponibile il gas all'impresa di trasporto per la sua immissione in rete;
- **punto di riconsegna** è il punto fisico delle reti o l'aggregato locale di punti fisici tra loro connessi nel quale l'impresa di trasporto rende disponibile il gas all'utente per il prelievo dalla rete;
- **punto di entrata** è un punto di consegna, o un aggregato di punti di consegna;
- **punto di uscita** è un punto virtuale aggregato di più punti fisici di interconnessione tra la rete nazionale di gasdotti e la rete regionale di gasdotti, ovvero un punto fisico di interconnessione tra la rete nazionale di gasdotti e un sistema di gasdotti estero;
- **rete nazionale di gasdotti** è la rete di trasporto definita con decreto del Ministero delle attività produttive ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00;
- **reti regionali di gasdotti** sono le reti di gasdotti per mezzo delle quali viene svolta l'attività di trasporto ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera ii) del decreto legislativo n. 164/00, esclusa la rete nazionale di gasdotti;
- **rifacimento di un impianto per la produzione di energia elettrica** è l'intervento su un impianto esistente finalizzato a migliorare le prestazioni energetiche ed ambientali attraverso la sostituzione, il ripotenziamento o la totale ricostruzione di componenti che nel loro insieme rappresentano la maggior parte dei costi di investimento sostenuti per la realizzazione di un impianto nuovo di potenza equivalente;
- ***RA*** è il ricavo pari al costo riconosciuto dei servizi per il bilanciamento del sistema;
- ***RD*** è l'ammontare derivante dall'applicazione dei corrispettivi di disequilibrio;
- ***RNI*** è il ricavo relativo ai nuovi investimenti;
- $\boldsymbol{RSC^N}$ è l'ammontare derivante dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento nei punti di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti;
- $\boldsymbol{RSC^R}$ è l'ammontare derivante dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento nei punti di riconsegna della rete regionale di gasdotti;
- ***RT*** è il ricavo di riferimento per l'attività di trasporto;
- $\boldsymbol{RT^E}$ è la componente dei ricavi relativa all'attività di trasporto di gas naturale, attribuita ai volumi immessi in rete;

- RT_{CO} è la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi;
- RT^N è la componente dei ricavi relativa all'attività di trasporto di gas naturale sulla rete nazionale di gasdotti, attribuita alla capacità di trasporto conferita su tale rete ed è data dalla somma delle quote di ricavo $RT^N_{capitale}$ e RT^N_{amm};
- $RT^N_{capitale}$ è la quota di ricavo della rete nazionale di gasdotti riconducibile al capitale investito riconosciuto;
- RT^N_{amm} è la quota di ricavo della rete nazionale di gasdotti riconducibile alla quota di ammortamento riconosciuta;
- RNI^N è la quota parte dei ricavi relativa alla maggiore remunerazione dei nuovi investimenti finalizzati all'attività di trasporto di gas naturale sulla rete nazionale di gasdotti, attribuita alla capacità di trasporto conferita su tale rete;
- RT^R è la componente dei ricavi relativa all'attività di trasporto di gas naturale sulla rete regionale di gasdotti, attribuita alla capacità di trasporto conferita su tale rete ed è data dalla somma delle quote di ricavo $RT^R_{capitale}$ e RT^R_{amm};
- $RT^R_{capitale}$ è la quota di ricavo della rete regionale di gasdotti riconducibile al capitale investito riconosciuto;
- RT^R_{amm} è la quota di ricavo della rete regionale di gasdotti riconducibile alla quota ammortamento riconosciuta;
- RNI^R è la quota parte dei ricavi relativa alla maggiore remunerazione dei nuovi investimenti finalizzati alle attività di trasporto di gas naturale sulle reti regionali di gasdotti, attribuita alla capacità di trasporto conferita su tali reti;
- ***RTDG*** è la Parte II del Testo Unico di regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012, approvato con deliberazione 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08;
- ***TIU*** è l'allegato A alla deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07 come modificata e integrata;
- **utente** è l'utilizzatore del sistema gas che acquista capacità di trasporto per uso proprio o per cessione ad altri.

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento si applica, per il periodo di regolazione, alle imprese di trasporto.

2.2 La tariffa per il servizio di trasporto del gas naturale, determinata sulla base dei criteri fissati nel presente provvedimento, è da intendersi come tariffa massima. Le imprese di trasporto applicano le tariffe, e le eventuali riduzioni, assicurando trasparenza e parità di trattamento tra utenti.

TITOLO 2

DETERMINAZIONE DEI RICAVI DELL'ATTIVITÀ DI TRASPORTO

Articolo 3
Ricavi di riferimento

3.1 Ai fini della formulazione delle proposte tariffarie per l'anno 2010, ciascuna impresa che, alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, svolge

attività di trasporto, calcola i ricavi di riferimento per la formulazione dei corrispettivi unitari di cui all'Articolo 8 per l'anno 2010, secondo le modalità definite nei commi successivi.

3.2 Il ricavo di riferimento RT_{2010} viene calcolato dall'impresa sommando le seguenti quote di ricavo:

a) remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori, pari al 6,4 per cento reale pre tasse, riferito al capitale investito netto riconosciuto, calcolato ai sensi del successivo comma 3.3;

b) maggiore remunerazione del capitale investito netto per gli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione, calcolata ai sensi del successivo comma 3.6;

c) ammortamenti economico - tecnici calcolati in relazione alle caratteristiche dei cespiti necessari a ciascuna attività, calcolati ai sensi del successivo comma 3.7;

d) costi operativi riconosciuti calcolati ai sensi dei successivi commi da 3.8 a 3.11.

3.3 Il capitale investito netto riconosciuto è pari alla somma dell'attivo immobilizzato netto calcolato ai sensi del comma 3.4 e del capitale circolante netto, pari allo 0,8% dell'attivo immobilizzato lordo di cui al medesimo comma 3.4 lettera c), deducendo le poste rettificative determinate secondo le disposizioni di cui al comma 3.5.

3.4 Ai fini della determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto ciascuna impresa che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento svolge il servizio di trasporto:

a) individua gli incrementi patrimoniali annuali relativi alle immobilizzazioni realizzate a partire dall'anno 1959 e presenti in bilancio al 31 dicembre 2008, raggruppate nelle categorie di cui alla Tabella 1, per i quali il fondo ammortamento economico-tecnico, calcolato ai sensi della lettera d), non abbia già coperto il valore lordo degli stessi, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera (*IPCO)* non determinati in sede di bilancio;

b) rivaluta i costi storici degli incrementi di cui alla precedente lettera a) applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi riportato nella Tabella 2;

c) calcola l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti come somma dei valori risultanti dalle rivalutazioni di cui alla precedente lettera b);

d) determina il fondo di ammortamento economico - tecnico derivante dalla somma dei prodotti degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) per le rispettive percentuali di degrado, come definite nella Tabella 3;

e) calcola l'attivo immobilizzato netto detraendo dal valore dell'attivo immobilizzato lordo di cui alla lettera c) il fondo di ammortamento economico - tecnico di cui alla lettera d);

f) aggiorna i valori di cui alla precedente lettera d), applicando una variazione pari al 3,0 per cento.

3.5 Le poste rettificative di cui al comma 3.3 sono pari alla somma:

a) del trattamento di fine rapporto;

b) del valore dei contributi a fondo perduto per lo sviluppo delle infrastrutture finalizzate all'attività di trasporto erogati da pubbliche amministrazioni e da soggetti privati rivalutati applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi di cui al comma 3.4 lettera b) e la variazione di cui al comma 3.4 lettera f); i contributi percepiti sono soggetti a degrado fino all'anno 2000.

3.6 Ai fini del calcolo della quota parte dei ricavi riconducibile agli investimenti sostenuti durante il secondo periodo di regolazione di cui al comma 3.2, lettera b), le imprese:

a) determinano il valore del capitale investito netto riconosciuto relativo agli investimenti sostenuti nel secondo periodo di regolazione secondo i criteri di cui al comma 3.4;

b) applicano al valore di cui alla lettera a) gli incrementi del tasso di remunerazione di cui al comma 4.4 della deliberazione n. 166/05.

3.7 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari, ciascuna impresa che alla data di entrata in vigore del presente provvedimento svolge il servizio di trasporto:

a) determina gli ammortamenti annui dividendo l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti di cui al precedente comma 3.4, lettera c), al netto degli incrementi patrimoniali relativi ai terreni e alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2008, per la durata convenzionale riportata nella Tabella 1;

b) somma gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera a), relativi alle diverse categorie;

c) aggiorna i valori di cui alla precedente lettera b), applicando una variazione pari al 3,0 per cento.

3.8 I costi operativi comprendono tutte le voci di costo effettivamente sostenute nell'esercizio 2008 ed attribuite al servizio di trasporto come risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di trasporto e dai conti separati presentati ai sensi del *TIU*, al netto dei costi attribuibili alle attività capitalizzate.

3.9 Non sono da comprendere nei costi operativi di cui al comma 3.8, neppure attraverso l'attribuzione di quote di costi dei servizi comuni e delle funzioni operative condivise, le seguenti voci di costo:

a) i costi relativi a canoni di affitto di infrastrutture di trasporto di proprietà di altre imprese;

b) gli altri accantonamenti diversi dagli ammortamenti, operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie o per la copertura di rischi derivanti da contenziosi;

c) gli oneri finanziari e le rettifiche di valori di attività finanziarie;

d) gli oneri straordinari;

e) gli oneri per sanzioni, penali e risarcimenti, nonché i costi sostenuti per il contenzioso ove l'impresa sia soccombente;

f) i costi relativi al gas acquistato per gli autoconsumi e per le perdite di rete.

3.10 Nel caso in cui i costi operativi effettivi relativi all'anno 2008 risultino inferiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2007-2008, i costi operativi, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono calcolati con la seguente formula:

$$COR_{2010} = [COE_{2008} + 0{,}5 * (COR_{2008} - COE_{2008})] * (1 + I_{2009} - X) * (1 + I_{2010} - \overline{X})$$

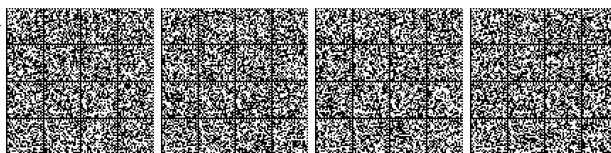
dove:

- COR_{2010} è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno 2010;
- COE_{2008} è il livello dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2008 e risultanti dai bilanci d'esercizio sottoposti a revisione contabile delle imprese di trasporto e dai conti separati presentati ai sensi del *TIU*;
- COR_{2008} è il livello dei costi operativi riconosciuto per l'anno termico 2007-2008, pari al prodotto della quota parte del corrispettivo unitario variabile *CV* riconducibile ai costi operativi del trasporto, calcolato secondo le disposizioni di cui al comma 3.9, e l'energia associata ai volumi di gas immessi in rete nell'anno 2008, determinata secondo i criteri di cui all'articolo 13, comma 13.1, della deliberazione n. 166/05 pari a 3,267129 PJ;
- I_{2009} è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno termico 2008-2009, pari all'1,7%;
- I_{2010} è il tasso annuo di inflazione rilevante per la fissazione delle tariffe per l'anno 2010 pari al 2,1%;
- X è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel secondo periodo di regolazione, pari al 3,5%;
- $\overline{X}$ è l'obiettivo annuo di recupero di produttività in vigore nel terzo periodo di regolazione, calcolato secondo i criteri di cui al comma 18.8.

3.11 Nel caso in cui i costi operativi effettivi relativi all'anno 2008 risultino superiori ai costi operativi riconosciuti per l'anno termico 2007-2008, i costi operativi, proposti dalle imprese e sottoposti a verifica dell'Autorità, sono calcolati con la seguente formula:

$$COR_{2010} = COE_{2008} * (1 + I_{2009} - X) * (1 + I_{2010} - \overline{X})$$

dove i termini assumono il significato di cui al precedente comma 3.10.

3.12 L'impresa di trasporto che svolge il servizio di trasporto mediante infrastrutture di proprietà di soggetti diversi dall'impresa stessa calcola i ricavi di riferimento ai sensi del comma 3.2; in particolare ai fini del calcolo dell'attivo immobilizzato

netto considera gli incrementi patrimoniali relativi ai cespiti utilizzati per lo svolgimento del servizio di trasporto presenti nei libri contabili di soggetti diversi dall'impresa stessa.

Articolo 4

Ricavi di riferimento relativi a nuove imprese di trasporto

4.1 Ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per il primo anno di effettiva erogazione del servizio di trasporto, le imprese che avviano nel terzo periodo di regolazione l'attività di trasporto attraverso nuove reti di trasporto calcolano le quote di ricavo annuo relative alla remunerazione del capitale investito e agli ammortamenti economico-tecnici secondo i criteri indicati al comma 3.2, lettere a), b) e c), sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni presenti nel bilancio dell'esercizio precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria, tenuto conto:

a) del deflatore degli investimenti fissi lordi di cui alla Tabella 2, aggiornato applicando le variazioni di cui al comma 3.4, lettera f) e di cui al comma 18.1 lettera a);

b) dell'incremento del tasso di remunerazione riconosciuto ai sensi dell'Articolo 19.

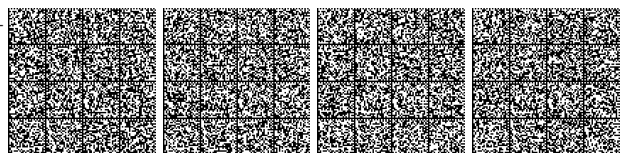
4.2 La quota di ricavo annuo riconducibile ai costi operativi è proposta dalle imprese e sottoposta a verifica dell'Autorità; tale proposta deve includere un confronto con realtà similari o l'evidenza di procedure di minimizzazione degli oneri.

4.3 Le imprese di trasporto che si costituiscono a seguito di una riclassificazione di tratti di rete di distribuzione in rete di trasporto, operata ai sensi di specifico decreto del Ministero dello sviluppo economico, calcolano i ricavi di riferimento ai sensi dell'Articolo 3, comma 3.2:

a) con riferimento alla remunerazione del capitale investito e alla quota di ammortamento sulla base del valore degli incrementi patrimoniali relativi alle immobilizzazioni oggetto di riclassificazione, presenti nel bilancio della società di distribuzione nell'esercizio precedente l'anno di presentazione della proposta tariffaria, e comunque nei limiti in cui tali cespiti vengono dismessi ai fini del calcolo della tariffa di distribuzione secondo i criteri di cui al comma 44.1, lettera c) del *RTDG*;

b) con riferimento alla determinazione dei costi operativi riconosciuti sulla base di un accordo di ripartizione con l'impresa di distribuzione nei limiti del valore complessivamente riconosciuto al servizio di distribuzione.

4.4 Le imprese di distribuzione provvedono a versare alla Cassa, entro i termini di cui al comma 17.7, l'ammontare pari ai costi operativi riconosciuti relativi alle infrastrutture riclassificate.

4.5 Nel caso in cui l'impresa di trasporto non trasmetta l'accordo di cui comma 4.3, lettera b), nei termini previsti dalle disposizioni di cui all'Articolo 20, l'Autorità determina con specifico provvedimento, entro 30 giorni dal termine indicato, i criteri di ripartizione dei costi operativi riconosciuti tra impresa di trasporto e impresa di distribuzione.

4.6 I criteri indicati nei precedenti commi 4.3, 4.4 e 4.5 si applicano anche nel caso di riclassificazioni di tratti di rete di distribuzione da parte di imprese che svolgono il servizio di trasporto all'inizio del terzo periodo di regolazione.

4.7 Nel caso in cui una nuova impresa di trasporto venga a costituirsi su impianti già precedentemente compresi in una rete di trasporto, i relativi ricavi di riferimento e i ricavi della società complementare saranno dimensionati per coprire il livello di costi corrispondente alla precedente struttura societaria.

Articolo 5

Articolazione dei ricavi di riferimento

5.1 Le quote di ricavo riconducibili al costo riconosciuto del capitale investito netto, di cui al comma 3.2, lettere a) e b), sono ripartite nelle quote di ricavo $RT_{capitale}^{N}$ e $RT_{capitale}^{R}$ proporzionalmente al capitale investito nella rete nazionale e regionale.

5.2 La quota di ricavo riconducibile agli ammortamenti riconosciuti, di cui al comma 3.2, lettera c), viene ripartita nelle quote di ricavo RT_{amm}^{N} e RT_{amm}^{R} proporzionalmente agli ammortamenti relativi alla rete nazionale e regionale.

5.3 I ricavi di riferimento *RT* calcolati secondo i criteri di cui all'Articolo 3 e all'Articolo 4 sono suddivisi, per ciascuna impresa che svolge attività di trasporto, nelle seguenti componenti:

a) RT^N, pari alla somma delle quote di ricavi $RT_{capitale}^{N}$ e RT_{amm}^{N} dell'impresa di trasporto;

b) RT^R, pari alla somma delle quote di ricavi $RT_{capitale}^{R}$ e RT_{amm}^{R} dell'impresa di trasporto;

c) RT^E, pari alla quota di ricavo riconducibile ai costi operativi RT_{CO} dell'impresa di trasporto.

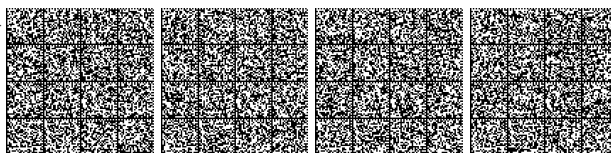
Articolo 6

Altri ricavi per il servizio di bilanciamento del sistema

6.1 In aggiunta ai ricavi di cui ai precedenti Articolo 3 e Articolo 4 è riconosciuto, alle imprese che svolgono l'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, un ulteriore ricavo *RA*, pari al costo riconosciuto dei servizi per il bilanciamento del sistema per l'ammontare definito ai commi seguenti.

6.2 Il costo riconosciuto del servizio di bilanciamento del sistema di cui al comma 6.1 è dato dalla somma delle seguenti voci:

a) i costi relativi alle prestazioni di stoccaggio, calcolati in base ai requisiti di iniezione, erogazione e volume di gas da stoccaggio necessari al bilanciamento del sistema e in base alle tariffe di stoccaggio;

b) il costo del capitale relativo ai volumi di gas immobilizzati in stoccaggio.

6.3 Le modalità di valorizzazione del ricavo *RA* sono riviste in esito al completamento del processo di revisione del regime di bilanciamento, avviato ai sensi del comma 1, della deliberazione 26 febbraio 2004, n. 22/04.

TITOLO 3

DETERMINAZIONE DELLE TARIFFE E DEI CORRISPETTIVI

Articolo 7

Punti di entrata e punti di uscita

7.1 L'impresa maggiore individua i punti di entrata e di uscita, secondo criteri di trasparenza e imparzialità; i punti di uscita sono coerenti con gli ambiti tariffari individuati dalla deliberazione ARG/gas 159/08.

7.2 Ai fini del calcolo dei corrispettivi unitari CP_e di cui all'Articolo 12, i punti di entrata da produzione nazionale sono raggruppati in aree territoriali omogenee.

Articolo 8

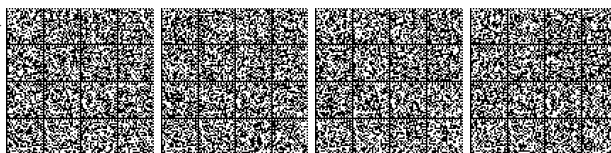
Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base annuale

8.1 La tariffa di trasporto *T* per il servizio di trasporto continuo su base annuale per l'utente è data dalla seguente formula:

$$T = (K_e \cdot CP_e) + (K_u \cdot CP_u) + (K_r \cdot CR_r) + V \cdot (CV+CV^P);$$

dove:

- K_e è la capacità conferita all'utente nel punto di entrata *e* della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
- CP_e è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti relativo ai conferimenti nel punto di entrata *e* della rete nazionale di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- K_u è la capacità conferita all'utente nel punto di uscita *u* della rete nazionale di gasdotti, espressa in metri cubi/giorno;
- CP_u è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, relativo ai conferimenti nel punto di uscita *u* della rete nazionale di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- K_r è la capacità conferita all'utente nel punto di riconsegna *r* delle reti regionali di gasdotti, espressa in metri cubi /giorno;
- CR_r è il corrispettivo unitario di capacità per il trasporto sulle reti regionali, relativo ai conferimenti nel punto di riconsegna *r* delle reti regionali di gasdotti, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- V è il quantitativo di gas immesso in rete, espresso in metri cubi;
- CV è il corrispettivo unitario variabile, espresso in euro/metro cubo;
- CV^P è il corrispettivo unitario variabile integrativo di cui al comma 14.2, espresso in euro/metro cubo.

8.2 I corrispettivi unitari facenti parte della tariffa *T* sono espressi con riferimento a un metro cubo di gas alla pressione assoluta di 1,01325 bar e alla temperatura di 15° C.

8.3 Ai fini della formulazione delle proposte tariffarie, l'impresa maggiore calcola i corrispettivi unitari di capacità CP_e, CP_u e CR_r e i corrispettivi unitari variabili CV e CV^P secondo le disposizioni di cui all'Articolo 12 e all'Articolo 14, secondo criteri di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

Articolo 9

Trattamento del gas di autoconsumo, delle perdite di rete e del gas non contabilizzato

9.1 L'impresa maggiore definisce annualmente, coordinandosi con le altre imprese di trasporto, con riferimento agli assetti di rete previsti nel successivo anno di trasporto, ai dati storici disponibili e previa approvazione dell'Autorità, il quantitativo di gas di autoconsumo AC_t, previsto per il successivo anno di trasporto.

9.2 Le modalità per l'allocazione del quantitativo di gas agli utenti del servizio di cui al precedente comma 9.1 sono definite dall'Autorità con separato provvedimento, nel rispetto dei principi di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

9.3 A partire dall'anno 2012, nel caso in cui si verifichino scostamenti tra il quantitativo di gas allocato agli utenti ai sensi di cui al precedente comma 9.2 ed il quantitativo effettivo, l'impresa maggiore somma alla componente AC_t, un'ulteriore componente ΔAC_t, che può assumere valori positivi o negativi, calcolata applicando la seguente formula:

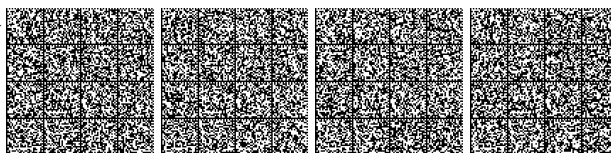
$$\Delta AC_t = AC_{t-2} - AC_{t-2}^{Eff}$$

dove:

- ΔAC_t è la componente che tiene conto dello scostamento tra il quantitativo di gas allocato agli utenti e il quantitativo effettivo del gas di autoconsumo relativo all'anno *t-2*;
- AC_{t-2}^{Eff} è il quantitativo di gas effettivamente utilizzato dalle imprese per autoconsumo nell'anno *t-2*.

9.4 L'impresa maggiore definisce annualmente, coordinandosi con le altre imprese di trasporto, sulla base dei dati storici disponibili e previa approvazione dell'Autorità, il quantitativo di gas a copertura delle perdite di rete PE_t, previsto per il successivo anno di trasporto.

9.5 Le modalità per l'allocazione del quantitativo di gas agli utenti del servizio di cui al precedente comma 9.4 sono definite dall'Autorità con separato provvedimento, nel rispetto dei principi di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

9.6 A partire dall'anno 2012, nel caso in cui si verifichino scostamenti tra il quantitativo di gas a copertura delle perdite di rete PE_t di cui al comma 9.4 e il quantitativo di gas effettivamente allocato agli utenti del servizio, l'impresa maggiore di trasporto somma alla componente PE_t, un'ulteriore componente ΔPE_t, che può assumere valori positivi o negativi, calcolata applicando la seguente formula:

$$\Delta PE_t = PE_{t-2} - PE_{t-2}^{All}$$

dove:

- ΔPE_t è la componente che tiene conto dello scostamento tra il quantitativo di gas a copertura delle perdite di rete PE_t e il quantitativo di gas effettivamente allocato agli utenti del servizio relativamente all'anno *t-2*;
- PE_{t-2}^{All} è il quantitativo di gas effettivamente allocato agli utenti del servizio, relativamente all'anno *t-2*.

9.7 L'Autorità definisce annualmente il quantitativo di gas a copertura del gas non contabilizzato GNC_t, previsto per il successivo anno di trasporto, tenuto conto delle disposizioni in materia di adeguamento degli impianti di misura.

9.8 Le modalità per l'allocazione del quantitativo di gas agli utenti del servizio di cui al precedente comma 9.7 sono definite dall'Autorità con separato provvedimento, nel rispetto dei principi di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

9.9 Per l'anno 2010, il quantitativo di gas a copertura del gas non contabilizzato GNC_t, è pari a 9.907.722 GJ.

Articolo 10

Tariffa di trasporto per il servizio continuo su base inferiore all'anno

10.1 L'impresa di trasporto rende disponibile nei punti di entrata interconnessi con l'estero e nei punti di entrata interconnessi con terminali di Gnl un servizio di trasporto continuo su base semestrale, trimestrale e mensile, applicando ai corrispettivi di capacità CP_e, riproporzionati su base mensile, i coefficienti moltiplicativi riportati nella Tabella 4.

Articolo 11

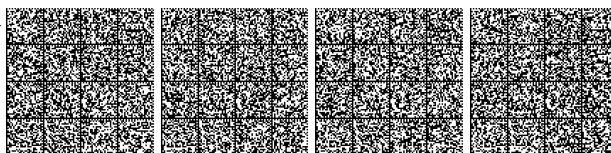
Tariffa di trasporto per il servizio interrompibile

11.1 L'impresa maggiore rende disponibile nei punti di entrata interconnessi con l'estero un servizio di trasporto interrompibile secondo le modalità definite nel codice di rete applicando corrispettivi di capacità CP_e ridotti rispetto a quelli calcolati secondo le modalità di cui all'Articolo 12 al fine di riflettere il rischio associato all'interruzione del servizio, assicurando trasparenza e parità di trattamento agli utenti del servizio.

11.2 L'impresa maggiore pubblica i criteri adottati per la determinazione delle capacità interrompibili e continue nei punti di entrata.

Articolo 12

Corrispettivi unitari di capacità

12.1 Ai fini della formulazione della proposta relativa ai corrispettivi CP_e e CP_u l'impresa maggiore:

a) calcola i costi unitari del trasporto C_{ij} da ciascun punto di entrata *i*, inclusi i siti di stoccaggio, a ciascun punto di uscita *j*, inclusi i siti di stoccaggio, sulla base dei flussi del gas nella rete alla punta di consumo e della capacità di trasporto in funzione del diametro, secondo un criterio di proporzionalità diretta con le lunghezze dei gasdotti, e attribuendo alle tratte in controflusso un costo pari al 14 per cento del costo delle tratte percorse nella direzione del flusso; qualora in un punto di entrata vi siano più punti di consegna, e in un punto di uscita più punti di interconnessione con la rete regionale di gasdotti, i costi sono calcolati come media ponderata rispetto alle capacità previste di consegna o riconsegna alla punta dei consumi; ai percorsi verso i punti di uscita dei siti di stoccaggio vengono allocati i soli costi addizionali dovuti al sovradimensionamento delle infrastrutture di trasporto funzionali all'importazione del gas nel periodo estivo;
b) calcola i valori dei corrispettivi unitari in ciascun punto in modo da minimizzare la somma delle differenze quadratiche tra i corrispettivi CP_i e CP_j e i costi C_{ij} secondo il criterio di ottimizzazione:

$$\min \sum_{i,j} (CP_i + CP_j - C_{ij})^2 \ ;$$

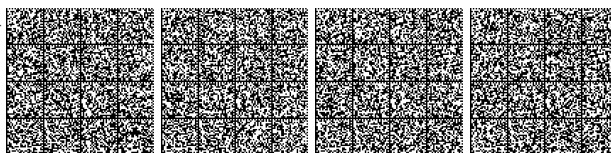
soggetto ai seguenti vincoli:

- sono escluse le soluzioni nelle quali i corrispettivi assumono valori negativi;
- il prodotto dei corrispettivi unitari CP_e moltiplicati per le capacità K_e previste in conferimento nei punti di entrata incluso quello rappresentativo degli stoccaggi, normalizzate su base annuale mediante il prodotto del coefficiente di riproporzionamento del corrispettivo di capacità CP_e per i coefficienti moltiplicativi riportati nella Tabella 4, deve essere uguale al 50% del valore risultante dalla somma dei ricavi relativi alla rete nazionale ($RT^N + RNI^N + RA - RD_{t-2} - RSC_{t-2}^N - FC^N$) delle imprese di trasporto, aggiornati per l'anno di applicazione con i criteri dei successivi Articolo 18 e Articolo 19, secondo la seguente formula:

$$RT^N + RNI^N + RA - RD_{t-2} - RSC_{t-2}^N - FC^N = 2\sum_{e=1}^{m} K_e \cdot CP_e$$

  dove FC^N è il fattore correttivo definito al successivo Articolo 18, e *m* è il numero dei punti di entrata;
- il prodotto dei corrispettivi unitari CP_u per le capacità K_u previste in conferimento nei punti di uscita, deve essere uguale al 50% del valore risultante dalla somma dei ricavi relativi alla rete nazionale ($RT^N + RNI^N + RA - RD_{t-2} - RSC_{t-2}^R - FC^N$) delle imprese di trasporto, aggiornati per l'anno di applicazione con i criteri dei successivi Articolo 18 e Articolo 19, secondo la seguente formula:

$$RT^N + RNI^N + RA - RD_{t-2} - RSC_{t-2}^N - FC^N = 2\sum_{u=1}^{n} K_u \cdot CP_u \ ;$$

  dove n è il numero dei punti di uscita;

- le differenze tra i valori dei corrispettivi unitari relativi a punti di uscita contigui non devono superare il 30 per cento del valore medio nazionale dei corrispettivi CP_u;

c) sostituisce i corrispettivi unitari di entrata dagli stoccaggi con un unico corrispettivo determinato come media dei corrispettivi unitari di entrata relativi ai singoli siti di stoccaggio, ponderata con la portata massima giornaliera erogabile da ciascun sito;

d) sostituisce i corrispettivi unitari di uscita verso gli stoccaggi con un unico corrispettivo determinato come media dei corrispettivi unitari di uscita relativi ai singoli siti di stoccaggio, ponderata con la portata massima giornaliera iniettabile in ciascun sito.

12.2 Ai fini di quanto previsto dal comma 12.1, lettera b), secondo alinea, la capacità prevista in conferimento nei punti di entrata corrispondenti ai terminali di rigassificazione è pari alla capacità di rigassificazione del terminale.

12.3 Ai fini della formulazione della proposta relativa al corrispettivo CR_r, l'impresa maggiore di trasporto:

a) calcola il corrispettivo unitario CR_r per tutti i punti di riconsegna che distano almeno 15 chilometri dalla rete nazionale di gasdotti, dove la distanza è pari alle lunghezze dei gasdotti come calcolate nel successivo comma 12.5;

b) riduce, per i punti di riconsegna che distano meno di 15 chilometri dalla rete nazionale di gasdotti, il corrispettivo CR^D proporzionalmente alla minor distanza, secondo la formula:

$$CR_r^D = \frac{D}{15} \times CR_r ;$$

dove :

- D è la distanza del punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti, espressa in chilometri, pari alle lunghezze dei gasdotti come calcolate nel comma 12.5;
- CR_r è il corrispettivo per distanze non inferiori a 15 chilometri.

c) calcola i corrispettivi unitari CR_r e CR_r^D in modo che il prodotto di tali corrispettivi moltiplicati per le capacità previste in conferimento nei punti di riconsegna, non sia superiore alla somma dei ricavi relativi alla rete regionale di gasdotti (RT^R + RNI^R - RSC_{t-2}^R - FC^R) di tutte le imprese di trasporto, aggiornati per l'anno di applicazione con i criteri dei successivi Articolo 18 e Articolo 19, dove FC^R è il fattore correttivo definito al successivo Articolo 18, comma 18.4; i corrispettivi unitari CR_r e CR^D sono da intendersi al lordo di eventuali riduzioni dei corrispettivi applicati dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione;

d) calcola i corrispettivi specifici d'impresa sulla base dei dati d'impresa di cui alla precedente lettera c), relativi alle quote di ricavo e alle capacità di trasporto.

12.4 Qualora sia la consegna che la riconsegna del gas avvengano attraverso le reti regionali di gasdotti, si applica un unico corrispettivo CR_r.

12.5 Ciascuna impresa di trasporto calcola annualmente la distanza del punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti di cui al comma 12.3 nel seguente modo:

a) nel caso di impianti di distribuzione come media aritmetica delle distanze dei punti di riconsegna che li alimentano;
b) nel caso di punti di riconsegna non compresi alla lettera a), come la distanza effettiva di ciascun punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti.

Articolo 13
Corrispettivi unitari ridotti nei casi di avviamento e di prelievi fuori punta

13.1 Durante il periodo di avviamento di un punto di riconsegna che alimenta un impianto per la produzione di energia elettrica direttamente connesso alla rete di trasporto, l'impresa di trasporto riduce il corrispettivo CR_r come di seguito indicato:

a) nei primi 6 (sei) mesi del periodo di avviamento per una percentuale pari al 50%;
b) nei successivi 3 (tre) mesi del periodo di avviamento per una percentuale pari al 25%.

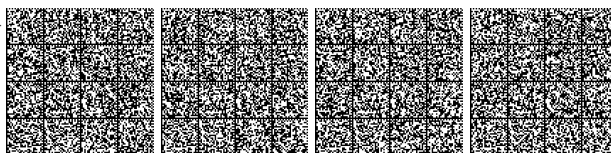
13.2 La riduzione del corrispettivo CR_r di cui al comma 13.1 si applica anche nel caso di interventi di rifacimento dell'impianto esistente tramite la realizzazione di uno o più nuovi cicli combinati a gas, i quali non comportino un potenziamento della capacità del punto di riconsegna superiore al 10%. In tale caso, il periodo di avviamento decorre dalla data di collaudo di uno dei nuovi cicli combinati. La riduzione del corrispettivo può essere applicata una sola volta per ciascun punto di riconsegna.

13.3 Durante il periodo di avviamento di un punto di entrata interconnesso con l'estero o con terminali di Gnl, l'impresa di trasporto riduce il corrispettivo CP_e per una percentuale pari al 50%.

13.4 Per i punti di riconsegna nei quali l'utente si è impegnato ad effettuare prelievi concentrati in periodi fuori punta, l'impresa di trasporto riconosce una riduzione del corrispettivo CR_r pari al 30%.

Articolo 14
Corrispettivi unitari variabili

14.1 L'impresa maggiore calcola il corrispettivo unitario variabile CV per il primo anno del periodo di regolazione dividendo la somma complessiva delle quote di ricavi RT^E di tutte le imprese di trasporto, di cui al precedente Articolo 5, comma 5.3, per i volumi immessi nella rete nazionale di gasdotti nei punti di entrata, esclusi i siti di stoccaggio, nel periodo luglio 2008-giugno 2009, opportunamente normalizzati per quanto riguarda i prelievi dei clienti civili e tenuto conto dei volumi soggetti a riduzione del corrispettivo variabile, assunta pari a 75.732.015.679 metri cubi standard.

14.2 Il corrispettivo unitario variabile integrativo del trasporto, CV^P, riconosciuto ai sensi della deliberazione n. 120/01 a fronte degli investimenti effettuati nel primo

periodo di regolazione, continua ad essere applicato in modo da avere effetto per un periodo di sei anni dall'entrata in servizio delle opere relative.

14.3 Il corrispettivo CV e il corrispettivo integrativo CV^P sono applicati ai quantitativi immessi in rete in ciascuno dei punti di entrata, al netto dei quantitativi allocati agli utenti del servizio ai sensi dell'Articolo 9, esclusi i siti di stoccaggio.

14.4 Nel caso in cui il servizio di trasporto sia svolto attraverso la sola rete nazionale di gasdotti, i corrispettivi CV e CV^P sono ridotti del 60 per cento.

14.5 Nel caso in cui il servizio di trasporto sia svolto attraverso reti regionali di gasdotti senza transito attraverso la rete nazionale di gasdotti, i corrispettivi CV e CV^P sono ridotti del 40 per cento.

Articolo 15
Corrispettivi per la fornitura di servizi opzionali

15.1 L'impresa di trasporto ha facoltà di offrire in maniera trasparente e non discriminatoria eventuali ulteriori servizi opzionali rispetto a quelli di cui all'Articolo 8, all'Articolo 10 e all'Articolo 11.

15.2 L'impresa di trasporto presenta all'Autorità una proposta recante le condizioni tecniche ed economiche per l'offerta dei servizi di cui al comma 15.1 ai fini della loro approvazione.

15.3 Le condizioni economiche di cui al precedente comma 15.2 devono essere determinate sulla base dei costi sottostanti al servizio offerto, enucleati dai costi riconosciuti per il servizio di trasporto e non già compresi nei costi operativi di cui al precedente Articolo 3.

15.4 L'impresa di trasporto pubblica le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione dei servizi opzionali ed offre il relativo servizio assicurando trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti.

Articolo 16
Ripartizione dei ricavi tra imprese di trasporto

16.1 Con cadenza annuale, entro 90 (novanta) giorni dalla data di approvazione delle proposte tariffarie, le imprese di trasporto definiscono, in via contrattuale, le modalità per la ripartizione dei ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui all'Articolo 8, per la ripartizione degli autoconsumi di cui al comma 9.1, delle perdite di rete di cui al comma 9.4 e del GNC di cui al comma 9.7.

16.2 Copia dei contratti di cui al precedente comma 16.1 è trasmessa all'Autorità entro 15 (quindici) giorni dalla data di stipula.

16.3 Qualora i contratti di cui al precedente comma 16.2, non si perfezionino entro il termine ivi previsto, provvede l'Autorità, sentite eventualmente le imprese interessate.

Articolo 17
Perequazione

17.1 La perequazione dei ricavi relativi al corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale si applica a tutte le imprese che svolgono l'attività di trasporto su reti regionali di gasdotti.

17.2 La Cassa, attenendosi alle modalità previste nel presente articolo, provvede alla quantificazione e liquidazione, per ciascuna impresa di trasporto di cui al comma 17.1, dei saldi di perequazione derivanti dall'applicazione dei meccanismi di perequazione.

17.3 Ai fini di quanto previsto dal comma 17.2, ciascuna impresa di trasporto, entro 30 giorni dalla conclusione di ciascun anno, fa pervenire alla Cassa, le informazioni necessarie al calcolo dell'ammontare di perequazione di cui al comma 17.5. La Cassa definisce le modalità di trasmissione in coerenza con le disposizioni del presente provvedimento entro 30 giorni dalla pubblicazione del medesimo, previa approvazione da parte dalla Direzione tariffe dell'Autorità.

17.4 Nel caso in cui l'impresa di trasporto non rispetti i termini di cui al comma 17.3, la Cassa provvede a calcolare l'ammontare di perequazione utilizzando ogni informazione disponibile e provvedendo ad una stima prudenziale delle informazioni mancanti, in un'ottica di minimizzazione dell'ammontare di perequazione eventualmente dovuto dal sistema all'impresa di trasporto inadempiente e viceversa di massimizzazione di quanto eventualmente dovuto dalla stessa al sistema di perequazione nel suo complesso.

17.5 In ciascun anno t, l'ammontare di perequazione dell'impresa i relativo al corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale è pari a:

$$T_{i,t}^{CR} = [REF_{i,t}^{CR} - RICT_{i,t}^{CR}]$$

dove:

- $T_{i,t}^{CR}$ è l'ammontare di perequazione dei costi di trasporto dell'anno t, relativo al corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale;
- $REF_{i,t}^{CR}$ è l'ammontare dei ricavi effettivi di trasporto dell'anno t, calcolati applicando il corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale di cui all'Articolo 12, alle capacità effettivamente conferite;
- $RICT_{i,t}^{CR}$ è l'ammontare dei ricavi di trasporto di competenza dell'anno t spettanti all'impresa di trasporto, calcolato applicando il corrispettivo specifico d'impresa, di cui all'Articolo 12, comma 12.3, lettera d), alle capacità effettivamente conferite.

17.6 La Cassa, entro 60 giorni dalla conclusione di ciascun anno, comunica all'Autorità e a ciascuna impresa di trasporto l'ammontare di perequazione relativo al corrispettivo di capacità CR_r unico a livello nazionale.

17.7 Ciascuna impresa di trasporto, entro 30 giorni dall'avvenuta comunicazione di cui al comma 17.6, provvede a versare alla Cassa quanto dovuto.

17.8 La Cassa, in relazione ai meccanismi di perequazione, entro 120 giorni dalla conclusione di ciascun anno, liquida quanto dovuto a ciascuna impresa di trasporto.

17.9 Nel caso in cui i versamenti non siano sufficienti a liquidare quanto di spettanza di ogni impresa, la Cassa effettua pagamenti *pro quota* rispetto agli importi spettanti alle diverse imprese, fino a concorrenza delle disponibilità dei versamenti suddetti.

17.10 Nel caso in cui la liquidazione delle somme dovute alle imprese di trasporto in relazione ai meccanismi di perequazione non possa essere completata entro 3 mesi dal termine di cui al comma 17.8, la Cassa riconosce alle medesime imprese di trasporto un interesse pari all'Euribor a dodici mesi base 360, calcolato a decorrere dall'1 giugno successivo alla scadenza di cui al comma 17.8.

17.11 In relazione all'interpretazione ed attuazione delle norme in materia di perequazione la Cassa si attiene alle indicazioni dell'Autorità. Ogni eventuale contestazione circa le modalità di applicazione dei meccanismi di perequazione e di raccolta delle relative informazioni è demandata alla valutazione e decisione dell'Autorità.

17.12 E' istituita una componente tariffaria φ a copertura degli eventuali squilibri di perequazione definita con specifici provvedimenti dell'Autorità.

17.13 La componente tariffaria di cui al comma 17.12 è applicata come maggiorazione del corrispettivo unitario variabile *CV* di cui all'Articolo 8.

17.14 E' istituito presso la Cassa il "Conto squilibri perequazione trasporto regionale" alimentato dalla componente φ e dalle altre partite previste dai provvedimenti dell'Autorità.

17.15 Le imprese di trasporto versano alla Cassa, entro 60 giorni dal termine di ciascun bimestre, il gettito della componente φ in relazione ai servizi di trasporto erogati nel bimestre medesimo.

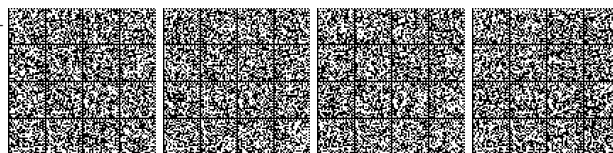
TITOLO 4

AGGIORNAMENTO E PUBBLICAZIONE DELLE TARIFFE E DEI CORRISPETTIVI

Articolo 18

Aggiornamento delle quote di ricavo

18.1 Le quote parti dei ricavi riconducibili al capitale investito, $RT^{N}_{capitale}$ e $RT^{R}_{capitale}$ sono ricalcolate negli anni del periodo di regolazione successivi al primo considerando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
b) gli investimenti netti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, incluse la variazione delle immobilizzazioni in corso, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera (*IPCO*) maturati successivamente all'avviamento dell'erogazione del servizio

di trasporto, ripartiti in investimenti in rete nazionale e in rete regionale secondo i medesimi criteri di cui all'Articolo 5;

c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;

d) l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali di cui in Tabella 1;

e) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, e il completamento della vita utile standard dei cespiti.

18.2 Le quote parti dei ricavi riconducibili agli ammortamenti RT^{N}_{amm} e RT^{R}_{amm} sono ricalcolate negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, considerando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;

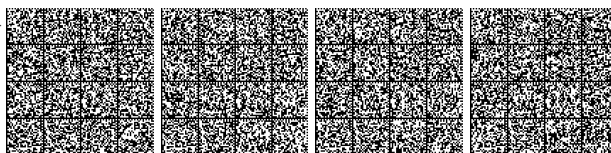
b) il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, esclusi i lavori in corso, tenuto conto per ogni categoria di cespite, della durata convenzionale riportata nella Tabella 1, ripartito in rete nazionale e in rete regionale secondo i medesimi criteri di cui all'Articolo 5;

c) la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo e il completamento della vita utile standard dei cespiti.

18.3 Il fattore correttivo FC^{N} di cui al comma 12.1 negli anni del periodo di regolazione successivi al secondo è calcolato mediante la seguente formula:

$$FC^{N}_{t} = (REF^{N}_{t-2} - RT^{N}_{t-2} - RNI^{N}_{t-2} - RA_{t-2} - \Delta RA_{t-2} + RD_{t-4} + RSC^{N}_{t-4} + FC^{N}_{t-2})\ (1 + r)$$

dove:

- FC^{N}_{t}, è il fattore correttivo per l'anno t;
- r è il tasso di rendimento medio annuo dei buoni del tesoro decennali dell'ultimo anno disponibile, aumentato dello 0,45 per cento;
- REF^{N}_{t-2} è il ricavo relativo alla rete nazionale di gasdotti conseguito applicando i corrispettivi di cui ai precedenti Articolo 8, Articolo 10, Articolo 11, Articolo 12 e Articolo 13 al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione, alle capacità effettivamente conferite per l'anno *t-2*, al lordo di eventuali penali corrisposte dall'impresa di trasporto ai sensi dell'articolo 10, comma 10.2 della deliberazione 31 luglio 2006, n. 168/06;
- RT^{N}_{t-2} è il ricavo relativo della rete nazionale di gasdotti di cui al comma 5.3
- RNI^{N}_{t-2}, è il ricavo relativo ai nuovi investimenti della rete nazionale di gasdotti calcolato ai sensi del comma 19.4;
- RA_{t-2} è il costo riconosciuto per il servizio di bilanciamento del sistema di cui al comma 6.2 per l'anno *t-2*;
- ΔRA_{t-2} è lo scostamento tra il costo effettivamente sostenuto nell'anno *t-2* per le prestazioni di cui al comma 6.2, come desumibile dal bilancio d'esercizio, e il ricavo riconosciuto *RA* per il medesimo anno;

- RD_{t-4} è il ricavo derivante dall'applicazione dei corrispettivi di disequilibrio nell'anno *t-4*, considerati ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno *t-2*;
- RSC^{N}_{t-4} è l'ammontare derivante dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento nei punti di entrata e uscita della rete nazionale di gasdotti nell'anno *t-4*, nonché le penali corrisposte nel medesimo anno ai sensi dell'articolo 10, comma 10.1 della deliberazione 31 luglio 2006, n. 168/06, considerati ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno *t-2*;
- FC^{N}_{t-2} è il fattore correttivo determinato per l'anno *t-2*.

18.4 Il fattore correttivo FC^{R} di cui al comma 12.3 negli anni del periodo di regolazione successivi al secondo è calcolato mediante la seguente formula:

$$FC^{R}_{t} = (REF^{R}_{t-2} - RT^{R}_{t-2} - RNI^{R}_{t-2} + RSC^{R}_{t-4} + FC^{R}_{t-2})\,(1 + r);$$

dove:

- FC^{R}_{t}, è il fattore correttivo per l'anno *t*;
- *r* è il tasso di rendimento medio annuo dei buoni del tesoro decennali dell'ultimo anno disponibile, aumentato dello 0,45 per cento;
- REF^{R}_{t-2} è il ricavo relativo alla rete regionale di gasdotti conseguito applicando i corrispettivi di cui ai precedenti Articolo 8, Articolo 12 e Articolo 13, al lordo di eventuali riduzioni operate dall'impresa e non previste dalla presente deliberazione, alle capacità effettivamente conferite per l'anno *t-2*;
- RT^{R}_{t-2} è il ricavo relativo della rete regionale di gasdotti di cui al comma 5.3;
- RNI^{R}, è il ricavo relativo ai nuovi investimenti della rete regionale di gasdotti calcolato ai sensi del comma 19.4;
- FC^{R}_{t-2} è il fattore correttivo determinato per l'anno *t-2*;
- RSC^{R}_{t-4} è l'ammontare derivante dall'applicazione dei corrispettivi di scostamento nei punti di riconsegna della rete regionale di gasdotti nell'anno *t-4*, considerati ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento per l'anno *t-2*, ivi incluso l'ammontare percepito ai sensi dell'articolo 15, comma 15.3.2 della deliberazione n. 137/02.

18.5 Ai fini del calcolo dei corrispettivi di cui all'articolo Articolo 12, l'impresa di trasporto considera i fattori correttivi FC^{N}_{t} e FC^{R}_{t} calcolati ai sensi dei commi 18.3 e 18.4 per un ammontare fino al 2% dei ricavi di riferimento per la rete nazionale di gasdotti ($RT^{N} + RNI^{N} + RA - RD_{t-2} - RSC^{N}_{t-2}$) e per la rete regionale di gasdotti ($RT^{R} + RNI^{R} - RSC^{R}_{t-2}$). Gli importi eccedenti tale soglia sono considerati ai fini del calcolo dei corrispettivi di cui all'Articolo 12 ripartendo l'ammontare su quattro anni successivi, tenuto conto della rivalutazione annua di cui ai commi 18.3 e 18.4.

18.6 Nel calcolo dei ricavi effettivi, *REF*, si terrà conto anche di eventuali ricavi addizionali riscossi dalla società di trasporto percepiti ai sensi di disposizioni stabilite dal codice di rete, nonché di nuovi ricavi derivanti da altre attività.

18.7 Negli anni del periodo di regolazione successivi al primo, il corrispettivo unitario variabile di trasporto *CV* associato ai quantitativi immessi in rete è soggetto ad eventuale integrazione per tenere conto di nuove società di trasporto e ad un aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$CV_t = CV_{t-1} \times (1 + I_{t-1} - X + Y)$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;
- l'*X-factor* è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, determinato secondo i criteri di cui al successivo comma 18.8;
- *Y* è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo.

Con successivi provvedimenti l'Autorità definisce il parametro *Y*. Fino all'emanazione di tali provvedimenti il parametro *Y* è pari a zero.

18.8 Il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività di cui al comma 18.7 è individuato secondo i seguenti criteri:

a) per le imprese di cui al comma 3.10, il valore di *X-factor* è dimensionato in modo da riassorbire in un periodo di 8 anni i maggiori recuperi di produttività realizzati nel secondo periodo rispetto a quelli prefissati con la deliberazione n. 166/05, applicando la seguente formula:

$$(1-\overline{X})^9 = \frac{COE_{2008} * (1 + I_{2009} - X)}{\left[COE_{2008} + 0{,}5 * (COR_{2008} - COE_{2008})\right] * (1 + I_{2009} - X)}$$

dove i termini assumono il medesimo significato di cui al comma 3.10;

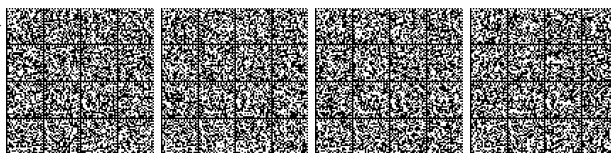
b) per le imprese di cui al comma 3.11, che presentano costi operativi unitari superiori al livello medio di settore COM_{2008}, il valore di *X-factor* è dimensionato in modo da ricondurre in un periodo di 4 anni il costo riconosciuto per l'anno 2010 al costo unitario medio di settore COM_{2008} applicando la seguente formula:

$$(1-\overline{X})^9 = \frac{COM_{2008} * Km^i_{2008}}{COE^i_{2008} * (1 + I_{2009} - X)}$$

dove i termini assumono il medesimo significato di cui al comma 3.10, e:

- COM_{2008} è il costo unitario operativo medio di settore per chilometro di rete, assunto pari a 6.600 euro/km di rete;
- Km^i_{2008} sono i chilometri di rete di trasporto dell'impresa i-esima in esercizio nell'anno 2008 comunicati ai sensi del *TIU*;

c) per le imprese di cui al comma 3.11, che presentano costi operativi unitari inferiori al livello medio di settore COM_{2008} il valore di *X-factor* è pari a 0%;

d) per le nuove imprese di cui al comma 4.1 il valore di *X-factor* è pari a 0%

e) per le imprese di cui al comma 4.3 il valore di *X-factor* è pari a quello definito per la corrispondente classe dimensionale di cui al comma 41.2 del *RTDG.*

18.9 A fronte della realizzazione di investimenti di cui al comma 19.3, l'impresa di trasporto può chiedere il riconoscimento di una componente di ricavo, CO_{NI}, determinata come differenza tra il valore dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio precedente, calcolati ai sensi dell'articolo Articolo 3, comma 3.8, e il valore dei costi operativi riconosciuti RT_{CO} di cui al comma 5.3 lettera c), aggiornati con il criterio di cui al comma 18.8, purché detta differenza sia riconducibile ai costi incrementali generati dai suddetti investimenti. Di detta componente di ricavo CO_{NI} si tiene conto ai fini dell'aggiornamento del corrispettivo di cui al comma 18.7.

18.10 Nel caso in cui un'impresa di trasporto abbia reso disponibile una nuova infrastruttura funzionale all'immissione di gas nella rete nazionale di gasdotti, e, pur avendo completato tutte le opere di propria pertinenza, per cause esogene non abbia potuto avviare l'erogazione del servizio di trasporto, può chiedere il riconoscimento dei maggiori costi operativi sostenuti secondo i criteri indicati nel precedente comma 18.9.

18.11 Negli anni termici successivi all'inizio dell'erogazione del servizio delle nuove imprese di trasporto di cui al comma 4.1, la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi RT^E si determina secondo le seguenti modalità:

a) per il secondo anno secondo i medesimi criteri indicati nel comma 4.2;
b) per il terzo anno a partire dal bilancio dell'esercizio precedente sottoposto a revisione contabile e dai conti separati presentati ai sensi del *TIU*.

18.12 L'Autorità definisce il valore dei costi operativi riconosciuti per il primo anno del periodo di regolazione che decorre dall'1 gennaio 2014, riconoscendo alle imprese una quota parte, non superiore al 50%, degli ulteriori recuperi di produttività realizzati nel terzo periodo di regolazione, pari alla differenza tra i costi effettivamente sostenuti nell'anno 2008, aggiornati secondo il criterio di cui al comma 18.7, e i costi effettivamente sostenuti nell'anno di riferimento per il calcolo dei costi operativi riconosciuti per il quarto periodo di regolazione.

Articolo 19

Ricavi relativi alla maggiore remunerazione dei nuovi investimenti

19.1 Il riconoscimento dei nuovi investimenti avviene in applicazione delle disposizioni di cui ai commi seguenti e a condizione che detti investimenti siano compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e realizzati secondo criteri di economicità.

19.2 Dall'anno 2011, con riferimento agli investimenti di cui al comma 20.7, realizzati nell'esercizio precedente e riportati sui bilanci pubblicati, le imprese di trasporto calcolano RNI_t come segue:

$$RNI_t = \sum_{T=1}^{6} NI_{t-2,T} \times r_T^{NI} + RNI_{t-2}$$

dove:

- $NI_{t-2,\ T}$ è il valore degli investimenti della tipologia T di cui al successivo comma 19.3, realizzati nell'esercizio *t-2*, e calcolati con la seguente formula:

$$NI_{t-2,T} = NI_{bil,T} - CONTR_{cap,T}$$

dove:

- $NI_{bil,T}$ è il valore degli investimenti della tipologia T, realizzati e riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile;
- $CONTR_{cap,T}$ è il valore dei contributi in conto capitale erogati da enti pubblici o comunitari per la realizzazione delle infrastrutture, riferibili agli investimenti $NI_{bil,T}$, nonchè i contributi erogati da soggetti privati, capitalizzati e riportati sui bilanci sottoposti a revisione contabile;

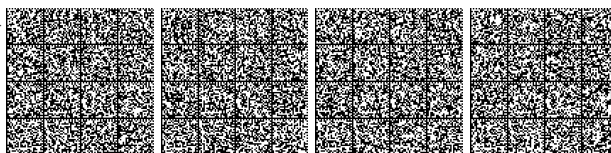
- r_T^{NI} è l'incremento del tasso di remunerazione del capitale investito netto per il terzo periodo di regolazione, riconosciuto per ciascuna tipologia T, di cui al successivo comma 19.3;
- RNI_{t-2} è il valore aggiornato ai sensi del successivo comma 19.7 dei ricavi relativi alle maggiori remunerazioni riconosciute sui nuovi investimenti realizzati fino all'anno solare precedente la presentazione delle proposte tariffarie, ivi inclusi i ricavi riferiti alle maggiori remunerazioni riconosciute ai sensi del comma 19.3.

19.3 A ciascuna tipologia di nuovi investimenti sono riconosciuti i seguenti incrementi del tasso di remunerazione del capitale investito netto r_T^{NI} per le relative durate:

a) T=1 investimenti di sostituzione: 0%;
b) T=2 investimenti destinati alla sicurezza, alla qualità del gas e al sostegno al mercato che non comportano la realizzazione di nuova capacità di trasporto: 1% per 5 anni;
c) T=3 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete regionale: 2% per 7 anni;
d) T=4 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale: 2% per 10 anni;
e) T=5 investimenti destinati alla realizzazione di nuova capacità di trasporto di rete nazionale funzionale alla capacità di importazione: 3% per 10 anni;
f) T=6 investimenti destinati a rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere, anche al fine di immettere quantitativi di Gnl rigassificati da navi metaniere con sistemi di rigassificazione a bordo: 3% per 15 anni.

19.4 Ciascuna impresa, sulla base della proporzione esistente tra i nuovi investimenti relativi alla rete nazionale e quelli relativi alla rete regionale, ripartisce la componente complessiva di ricavo RNI_t in due voci di ricavo distinte RNI^N, relativa alla rete nazionale di gasdotti e RNI^R, relativa alla rete regionale di gasdotti.

19.5 In deroga a quanto disposto al comma 19.4, per gli investimenti realizzati a partire dall'anno 2010, nel caso in cui il valore degli investimenti rientranti nelle categorie da T=2 a T=6 includa costi compensativi e ambientali C_{comp}, determinati secondo i criteri di cui al successivo comma 19.6, superiori all'1% dei costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, la maggiore remunerazione (*MR*) sul capitale investito relativa allo specifico investimento è calcolata secondo la seguente formula:

$$MR = r_{ridotto} - r_{base}$$

essendo:

- r_{base} il tasso di remunerazione riconosciuto sul capitale investito determinato come indicato al comma 3.2, lettera a);
- $r_{ridotto}$ il tasso calcolato come segue:

$$r_{ridotto} = \left(r_{base} + r_{premium}\right) * \frac{C^{eff} * (1+\alpha)}{C^{eff} + C^{comp}} + K_D * \frac{C^{comp} - C^{eff} * \alpha}{C^{eff} + C^{comp}}$$

dove:

- $r_{premium}$ è la remunerazione incrementale riconosciuta agli investimenti di sviluppo, in coerenza con le disposizioni di cui al comma 19.3;
- la componente C^{comp} rappresenta i costi compensativi e ambientali come definiti nel successivo comma 19.6;
- la componente C^{eff} rappresenta i costi infrastrutturali pertinenti all'investimento specifico, al netto dei costi compensativi e ambientali;
- α è fissato ad un valore pari a 0,01;
- K_D rappresenta il tasso nominale di rendimento del capitale di debito riconosciuto ai fini tariffari, pari al 4,85%.

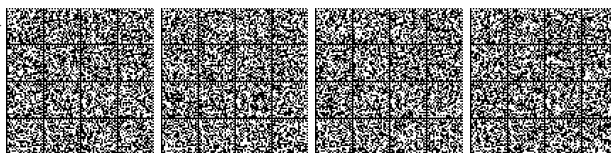
19.6 I costi compensativi e ambientali C_{comp} di cui al precedente comma 19.5 sono determinati come somma delle seguenti componenti:

- costi compensativi, esogeni al servizio, nella misura e ove questi siano previsti da normative nazionali e locali;
- costi ambientali, unicamente nel caso in cui questi non siano previsti da normative locali e nazionali.

19.7 A partire dall'anno 2011, l'impresa di trasporto, ai fini della determinazione della quota RNI_{t-2} di cui al comma 19.2, aggiorna il valore della quota di ricavi relativa ai nuovi investimenti realizzati negli esercizi precedenti, considerando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
b) l'incremento del fondo di ammortamento relativo allo specifico investimento;
c) la fine del periodo di riconoscimento della maggiore remunerazione dei cespiti.

19.8 L'Autorità verifica, anche mediante controlli a campione:

a) l'effettiva realizzazione degli investimenti di cui al presente articolo e la corrispondenza degli investimenti comunicati ai sensi del comma 20.7, lettera a), con i costi effettivamente sostenuti;
b) la corrispondenza del valore degli incrementi patrimoniali di cui al comma 19.2, con quelli risultanti dai bilanci certificati;
c) la pertinenza e la corretta imputazione degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) rispetto alle attività svolte.

Articolo 20

Approvazione delle tariffe successive al primo anno

20.1 Entro il 30 settembre di ogni anno successivo al primo, le imprese di trasporto diverse dall'impresa maggiore trasmettono a quest'ultima:

a) i dati e le informazioni necessari per il calcolo dei corrispettivi unitari e dei corrispettivi specifici d'impresa di cui al precedente Articolo 12, incluse la capacità di trasporto conferita per la definizione dei corrispettivi tariffari e la distanza di ciascun punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti calcolata ai sensi del comma 12.5;
b) i dati necessari per l'individuazione dei punti di entrata e di uscita di cui al precedente Articolo 7;
c) i quantitativi di gas, previsti per l'anno *t*, a copertura degli autoconsumi di cui al comma 9.1, delle perdite di rete di cui al comma 9.4 e il valore di *GNC* registrato negli ultimi due anni disponibili.

20.2 Entro il 30 ottobre di ogni anno successivo al primo, le imprese di trasporto trasmettono all'Autorità:

a) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, sottoscritta dal legale rappresentante dell'impresa, con cui si certifica che i costi dichiarati sono afferenti il servizio di trasporto e che la proposta tariffaria è coerente con i criteri definiti dal presente provvedimento;
b) le componenti di ricavo RT^N *e* RT^R e le quote di ricavo $RT^N_{capitale}$, RT^N_{amm}, $RT^R_{capitale}$ e RT^R_{amm} aggiornate in base all'Articolo 18;
c) la quota di ricavo RNI^N *e* RNI^R definite ed aggiornate ai sensi dell'Articolo 19;
d) limitatamente alle imprese che svolgono l'attività di trasporto sulla rete nazionale di gasdotti, le proposte relative ai requisiti di iniezione e erogazione e di volume di gas e ai costi del servizio di bilanciamento del sistema che costituiscono il ricavo *RA* di cui al precedente Articolo 6;
e) i quantitativi di gas previsti per l'anno *t* a copertura degli autoconsumi di cui al comma 9.1 e delle perdite di rete di cui al comma 9.4 e il valore medio di *GNC* registrato negli ultimi due anni disponibili;
f) le proposte dei corrispettivi di cui all'Articolo 8, aggiornati sulla base delle disposizioni di cui all'Articolo 12 e all'Articolo 13;
g) nel caso di una riclassificazione di tratti di rete di distribuzione, i costi storici degli incrementi patrimoniali dei cespiti oggetto di riclassificazione, distinti per località della tariffa di distribuzione, e l'accordo con l'impresa di distribuzione in merito alla ripartizione dei costi operativi.

20.3 Entro il 30 ottobre di ogni anno successivo al primo anno di applicazione delle tariffe determinate ai sensi del presente provvedimento l'impresa maggiore trasmette all'Autorità:

a) le informazioni di cui al precedente comma 20.2;
b) le proposte dei punti di entrata ed uscita, dei corrispettivi relativi alla rete nazionale e regionale di gasdotti, dei corrispettivi specifici d'impresa e dei corrispettivi *CV* e CV^P relativamente all'anno *t* calcolate sulla base delle disposizioni di cui al precedente Articolo 8 e nel rispetto delle quote di ricavo

e dei corrispettivi aggiornati ai sensi delle disposizioni di cui all'Articolo 18 e all'Articolo 19.

20.4 Le proposte di cui ai precedenti commi 20.2 e 20.3, sono approvate qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro 60 (sessanta) giorni dal loro ricevimento.

20.5 L'Autorità comunica alla Cassa i corrispettivi unitari regionali specifici d'impresa approvati ai sensi del presente articolo e le somme che le imprese di distribuzione devono versare ai sensi del comma 4.4.

20.6 Entro 15 (quindici) giorni dalla data di approvazione della tariffe da parte dell'Autorità, le imprese di trasporto pubblicano, i corrispettivi di cui al precedente Articolo 8 e la distanza di ciascun punto di riconsegna dalla rete nazionale di gasdotti calcolate ai sensi del comma 12.5.

20.7 Entro il 31 maggio di ciascun anno, e ogni volta che sia necessario apportare significativi aggiornamenti, le imprese di trasporto comunicano all'Autorità, utilizzando la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità:

a) gli investimenti e le dismissioni effettuati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, riportati nei bilanci sottoposti a revisione contabile, distinti per categoria di cespite e per le tipologie di investimento individuate al comma 19.3;
b) gli investimenti programmati per i 4 anni successivi mediante un prospetto riportante l'illustrazione degli obiettivi, dei costi e dei tempi di realizzazione delle opere, distinti per le tipologie di investimento individuate al comma 19.3;
c) le dismissioni programmate, con illustrazione dei motivi e della valutazione dei cespiti dismessi;
d) la documentazione comprovante i costi compensativi e ambientali sostenuti nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria per la realizzazione di ciascun investimento, unitamente agli atti autorizzativi ed ai provvedimenti derivanti dalla normativa nazionale o locale o, qualora presenti, agli accordi sottoscritti con gli enti locali, per la realizzazione delle opere compensative.

Articolo 21

Attestazione e verifica dei ricavi

21.1 Entro il 31 maggio di ogni anno, le imprese di trasporto trasmettono all'Autorità una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante e certificata da una società di revisione iscritta all'albo speciale di cui alla legge 7 giugno 1974, n. 216, riportante i ricavi di cui al comma 21.2, conseguiti nel precedente anno.

21.2 La dichiarazione di cui al comma 21.1 da rendersi da parte delle imprese di trasporto deve indicare:

a) i ricavi suddivisi per i corrispettivi di cui ai precedenti Articolo 8, Articolo 10, Articolo 11, Articolo 12, Articolo 13, Articolo 14 e Articolo 15;
b) i ricavi derivanti dalle compensazioni tra imprese di cui al precedente Articolo 16, con specificazione dei ricavi derivanti da corrispettivi unitari di capacità e dei ricavi derivanti da corrispettivi unitari variabili;

c) i ricavi derivanti dall'applicazione di corrispettivi per il bilanciamento del sistema di cui all'articolo 17 della deliberazione n. 137/02, inclusi i ricavi derivanti dall'applicazione delle maggiorazioni di cui all'articolo 15, comma 15.3.2 della deliberazione n. 137/02;
d) i ricavi derivanti da disposizioni stabilite dal codice di rete dell'impresa di trasporto, nonché i nuovi ricavi derivanti da altre attività e i ricavi derivanti dalla vendita di gas ai fini del bilanciamento;
e) per ciascuno dei ricavi indicati alle precedenti lettere a), b), c), e d), le relative capacità conferite e i quantitativi immessi in rete nell'anno precedente e i corrispettivi unitari, nonché i quantitativi di gas effettivamente utilizzati per l'autoconsumo, per le perdite di rete e il gas non contabilizzato.

21.3 Ai fini della predisposizione della dichiarazione di cui al comma 21.1, le imprese di trasporto utilizzano la modulistica predisposta dalla Direzione tariffe dell'Autorità.

Articolo 22
Altre disposizioni

22.1 L'Autorità pubblica entro il 31 luglio di ciascun anno la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi e la percentuale di degrado ai fini dell'aggiornamento tariffario di cui all'Articolo 18 e all'Articolo 19.

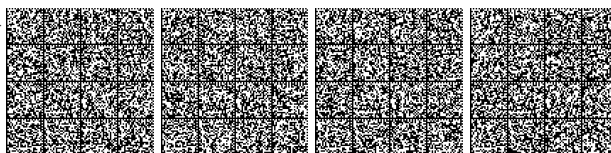



Tabella 1 - Durata convenzionale tariffaria delle infrastrutture

Categoria di cespiti	**Durata in anni**
Fabbricati	40
Metanodotti (condotte e derivazioni)	50
Centrali di spinta	20
Impianti di regolazione e riduzione della pressione	20
Sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali e Immobilizzazioni immateriali	10
Immobilizzazioni in corso	-
Terreni	-

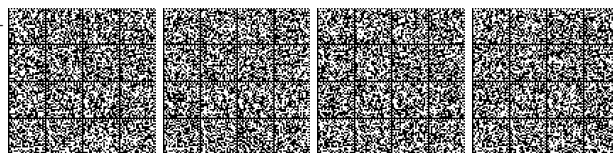



Tabella 2 – Deflatore degli investimenti fissi lordi

Anno	Deflatore investimenti fissi lordi	Anno	Deflatore investimenti fissi lordi
1959	30,3859	1984	2,3704
1960	29,1662	1985	2,1740
1961	28,1490	1986	2,0938
1962	27,0023	1987	2,0061
1963	24,9768	1988	1,9003
1964	23,9309	1989	1,8028
1965	23,8554	1990	1,6908
1966	23,2135	1991	1,5974
1967	22,4506	1992	1,5363
1968	21,9454	1993	1,4799
1969	20,7226	1994	1,4310
1970	18,2376	1995	1,3756
1971	17,3187	1996	1,3368
1972	16,7672	1997	1,3018
1973	13,9907	1998	1,2778
1974	10,7954	1999	1,2631
1975	9,2085	2000	1,2272
1976	7,6962	2001	1,2020
1977	6,5546	2002	1,1682
1978	5,7882	2003	1,1502
1979	5,0327	2004	1,1197
1980	4,0619	2005	1,0872
1981	3,3227	2006	1,0586
1982	2,8872	2007	1,0325
1983	2,5877	2008	1,0000

Tabella 3 – Percentuali di degrado (1/2)

Anno	Fabbricati	Metanodotti (condotte e derivazioni)	Centrali di spinta	Impianti di regolazione e riduzione della pressione	Sistemi informativi	Altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali
1959	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1960	98,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1961	96,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1962	94,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1963	92,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1964	90,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1965	88,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1966	86,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1967	84,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1968	82,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1969	80,00%	97,50%	100,00%	97,50%	100,00%	100,00%
1970	78,00%	95,00%	100,00%	95,00%	100,00%	100,00%
1971	76,00%	92,50%	100,00%	92,50%	100,00%	100,00%
1972	74,00%	90,00%	100,00%	90,00%	100,00%	100,00%
1973	72,00%	87,50%	100,00%	87,50%	100,00%	100,00%
1974	70,00%	85,00%	100,00%	85,00%	100,00%	100,00%
1975	68,00%	82,50%	100,00%	82,50%	100,00%	100,00%
1976	66,00%	80,00%	100,00%	80,00%	100,00%	100,00%
1977	64,00%	77,50%	100,00%	77,50%	100,00%	100,00%
1978	62,00%	75,00%	100,00%	75,00%	100,00%	100,00%
1979	60,00%	72,50%	100,00%	72,50%	100,00%	100,00%
1980	58,00%	70,00%	100,00%	70,00%	100,00%	100,00%
1981	56,00%	67,50%	100,00%	67,50%	100,00%	100,00%
1982	54,00%	65,00%	100,00%	65,00%	100,00%	100,00%
1983	52,00%	62,50%	100,00%	62,50%	100,00%	100,00%
1984	50,00%	60,00%	100,00%	60,00%	100,00%	100,00%

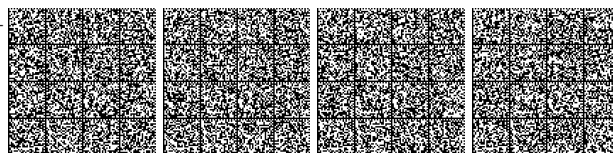



Tabella 3 - Percentuali di degrado (2/2)

Anno	Fabbricati	Metanodotti (condotte e derivazioni)	Centrali di spinta	Impianti di regolazione e riduzione della pressione	Sistemi informativi	Altre immobilizzazioni materiali e immobilizzazioni immateriali
1985	48,00%	57,50%	100,00%	57,50%	100,00%	100,00%
1986	46,00%	55,00%	100,00%	55,00%	100,00%	100,00%
1987	44,00%	52,50%	100,00%	52,50%	100,00%	100,00%
1988	42,00%	50,00%	100,00%	50,00%	100,00%	100,00%
1989	40,00%	47,50%	95,00%	47,50%	100,00%	100,00%
1990	38,00%	45,00%	90,00%	45,00%	100,00%	100,00%
1991	36,00%	42,50%	85,00%	42,50%	100,00%	100,00%
1992	34,00%	40,00%	80,00%	40,00%	100,00%	100,00%
1993	32,00%	37,50%	75,00%	37,50%	100,00%	100,00%
1994	30,00%	35,00%	70,00%	35,00%	100,00%	100,00%
1995	28,00%	32,50%	65,00%	32,50%	100,00%	100,00%
1996	26,00%	30,00%	60,00%	30,00%	100,00%	100,00%
1997	24,00%	27,50%	55,00%	27,50%	100,00%	100,00%
1998	22,00%	25,00%	50,00%	25,00%	100,00%	100,00%
1999	20,00%	22,50%	45,00%	22,50%	90,00%	90,00%
2000	18,00%	20,00%	40,00%	20,00%	80,00%	80,00%
2001	16,00%	17,50%	35,00%	17,50%	70,00%	70,00%
2002	14,00%	15,00%	30,00%	15,00%	60,00%	60,00%
2003	12,00%	12,50%	25,00%	12,50%	50,00%	50,00%
2004	10,00%	10,00%	20,00%	10,00%	40,00%	40,00%
2005	7,50%	7,50%	15,00%	7,50%	30,00%	30,00%
2006	5,00%	5,00%	10,00%	5,00%	20,00%	20,00%
2007	2,50%	2,50%	5,00%	2,50%	10,00%	10,00%
2008	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

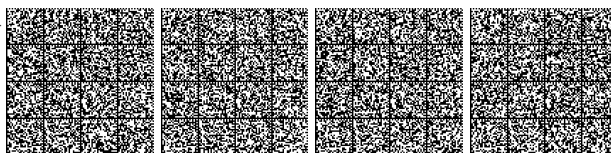



Tabella 4 - Coefficienti moltiplicativi da applicare ai corrispettivi di capacità *CPe* riproporzionate su base mensile

	Coefficienti moltiplicativi del corrispettivo mensile			
Mese	Annuo	Semestrale	Trimestrale	Mensile
Ott	1	1,1	1,2	1,4
Nov	1	1,1	1,2	1,4
Dic	1	1,1	1,2	1,4
Gen	1	1,1	1,2	1,4
Feb	1	1,1	1,2	1,4
Mar	1	1,1	1,2	1,4
Apr	1	1,1	1,2	1,4
Mag	1	1,1	1,2	1,4
Giu	1	1,1	1,2	1,4
Lug	1	1,1	1,2	1,4
Ago	1	1,1	1,2	1,4
Set	1	1,1	1,2	1,4

ALLEGATO *B*

Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (TUTG)

PARTE III
REGOLAZIONE DELLE TARIFFE PER IL SERVIZIO DI MISURA DEL TRASPORTO DI GAS NATURALE PER IL PERIODO DI REGOLAZIONE 2010-2013 (RMTG)

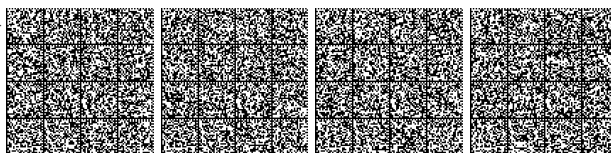
INDICE

TITOLO 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Articolo 1
Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nella presente Parte III del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, relativa alla Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (di seguito: *RMTG*), si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00), le definizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 17 luglio 2002 n. 137/02 (di seguito deliberazione n. 137/02) e le seguenti definizioni:

- **anno** è il periodo che intercorre tra l'1 gennaio e il 31 dicembre di ogni anno;
- **attività di misura** è l'attività di misura del gas naturale come definita nell'Allegato A della deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07;
- **Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481;
- **decreto legge** n. 135/09 è il decreto legge 25 settembre 2009, n. 135, convertito con legge 20 novembre 2009, n. 166;
- **conferimento** è l'esito del processo di impegno di capacità di trasporto che individua la quantità massima di gas che ciascun utente può immettere nella rete o prelevare dalla rete, espressa come volume giornaliero misurato alle condizioni standard;
- ***GNC*** è il quantitativo di gas non misurato riconducibile a tutte le indeterminatezze dei termini che costituiscono l'equazione di bilancio della rete di trasporto, espresso in GJ/anno; rappresenta l'incognita dell'equazione di bilancio della rete di trasporto;
- **impianto di *metering*** è il complesso delle apparecchiature e degli strumenti installati ai fini della corretta misurazione del gas naturale e della messa a disposizione delle misure al soggetto responsabile del *meter reading,* ivi incluse le apparecchiature per la trasmissione dei dati;
- **impianto di *meter reading*** è il complesso delle apparecchiature e degli strumenti, non compresi nell'impianto di *metering*, installati ai fini dello svolgimento del *meter reading*;
- **impresa di trasporto** è l'impresa che svolge l'attività di trasporto;
- **impresa maggiore** è l'impresa che svolge l'attività di trasporto sulla maggior parte della rete nazionale di gasdotti;
- ***metering*** è l'attività di installazione e manutenzione degli impianti di misura che prevede la messa in loco, la messa a punto e l'avvio del dispositivo di misura, nonché la verifica periodica del corretto funzionamento del medesimo

dispositivo e l'eventuale ripristino della funzionalità dello stesso e la messa a disposizione delle misure al soggetto responsabile della rilevazione;

- ***meter reading*** è l'attività che prevede le operazioni necessarie alla raccolta, alla trasmissione, alla validazione, all'eventuale ricostruzione, all'archiviazione, all'elaborazione e alla messa a disposizione ai soggetti interessati dei dati di misura;
- **periodo di regolazione** è il periodo intercorrente tra l'1 gennaio 2010 e il 31 dicembre 2013;
- **punto di consegna** è il punto fisico delle reti nel quale l'utente rende disponibile il gas all'impresa di trasporto per la sua immissione in rete;
- **punto di riconsegna** è il punto fisico delle reti o l'aggregato locale di punti fisici tra loro connessi nel quale l'impresa di trasporto rende disponibile il gas all'utente per il prelievo dalla rete;
- **rete nazionale di gasdotti** è la rete di trasporto definita con decreto del Ministero delle attività produttive ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 164/00;
- **reti regionali di gasdotti** sono le reti di gasdotti per mezzo delle quali viene svolta l'attività di trasporto ai sensi dell'articolo 2, comma 1, lettera ii) del decreto legislativo n. 164/00, esclusa la rete nazionale di gasdotti;
- RM è il ricavo di riferimento per l'attività di misura;
- RM_{MT} è il ricavo di riferimento dell'attività di *metering*;
- RM_{MR} è il ricavo di riferimento dell'attività di *meter reading*;
- $RM_{capitale}$ è la quota di ricavo dell'attività di misura riconducibile al capitale investito riconosciuto;
- RM_{amm} è la quota di ricavo dell'attività di misura riconducibile alla quota di ammortamento riconosciuta;
- RM_{NI} è la quota di ricavo riconducibile alla maggiore remunerazione riconosciuta fino all'anno 2009 per i nuovi investimenti relativi al servizio di misura, sostenuti dalle imprese di stoccaggio, trasporto del gas naturale e rigassificazione del Gnl;
- RM_{CO} è la quota di ricavo riconducibile ai costi operativi;
- ***RTTG*** è la Parte II del Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, relativa alla Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013;
- ***TIU*** è l'allegato A alla deliberazione 18 gennaio 2007, n. 11/07 come modificata e integrata;
- **titolare dell'impianto** è il soggetto che ha la disponibilità, in quanto proprietario o ad altro titolo, del rispettivo impianto.
- **utente** è l'utilizzatore del sistema gas che acquista capacità di trasporto per uso proprio o per cessione ad altri.

Articolo 2
Ambito di applicazione

2.1 Il presente provvedimento definisce le condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di misura sulle reti del trasporto del gas naturale, articolato nelle attività di *metering* e di *meter reading*.

2.2 Il servizio di misura è erogato attraverso gli impianti per la misura dei quantitativi e della composizione chimica del gas, relativi a tutti i punti delle reti di trasporto in cui il gas viene immesso e/o prelevato dalle seguenti infrastrutture e impianti:

a) produzioni nazionali;
b) siti di stoccaggio;
c) terminali di rigassificazione di Gnl;
d) gasdotti appartenenti a sistemi di trasporto esteri;
e) altre reti di trasporto;
f) reti di distribuzione;
g) impianti di consumo nella titolarità di clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

TITOLO 2

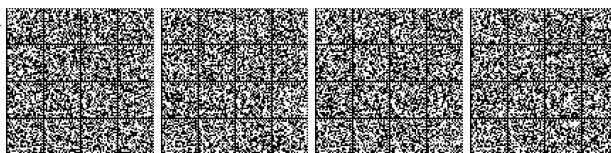
ASSETTO GENERALE DEL SERVIZIO DI MISURA

Articolo 3
Responsabilità del servizio di misura sulle reti di trasporto

3.1 Fatte salve le successive determinazioni ai sensi del decreto legge n. 135/09, la responsabilità dell'attività di *metering* è attribuita come di seguito indicato:

a) al titolare dell'impianto con riferimento agli impianti di immissione delle produzioni nazionali, di stoccaggio, di rigassificazione di Gnl, di distribuzione;
b) all'impresa maggiore con riferimento ai punti di interconnessione con sistemi di trasporto esteri;
c) all'impresa di trasporto sottesa con riferimento ai punti di interconnessione tra reti di trasporto;
d) all'impresa di trasporto con riferimento ai punti di riconsegna ai clienti finali allacciati alla rete di trasporto.

3.2 Il soggetto responsabile dell'attività di *meter reading* è l'impresa maggiore.

3.3 Con riferimento agli impianti di misura esistenti alla data di entrata in vigore del presente provvedimento, il soggetto responsabile di cui al comma 3.1, lettera d), si

avvale del titolare dell'impianto fino all'integrale sostituzione dell'impianto medesimo.

3.4 I titolari degli impianti di misura sono tenuti a fornire le informazioni e a garantire l'accesso ai propri impianti di misura all'impresa maggiore e ai responsabili di cui al comma 3.1, secondo le procedure di cui al comma 9.1.

3.5 L'impresa maggiore è responsabile della vigilanza e del coordinamento dei soggetti responsabili di cui al comma 3.1. A tal fine e con le modalità di cui all'Articolo 9:

a) propone il piano di adeguamento degli impianti esistenti sulla base delle caratteristiche funzionali e prestazionali minime dei sistemi di misura definite anche in coerenza con le disposizioni di cui al decreto legge n. 135/09;

b) definisce un protocollo per la regolazione dei flussi informativi con i soggetti responsabili di cui al comma 3.1, nonché delle caratteristiche tecniche dei sistemi informatici a tal fine necessari;

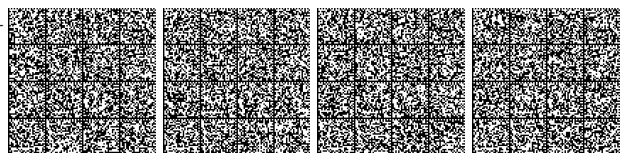
c) definisce le procedure con le quali i titolari degli impianti di misura rendono accessibili gli impianti ai soggetti responsabili di cui al comma 3.1, nel rispetto della normativa in materia di sicurezza.

3.6 In caso di inadempimento al piano di adeguamento e di manutenzione di cui all'Articolo 8, l'impresa maggiore di trasporto si sostituisce per tutte le obbligazioni di cui al presente provvedimento al soggetto responsabile di cui al comma 3.1, anche mediante la duplicazione dell'impianto di misura.

Articolo 4
Criteri generali per l'erogazione del servizio di misura sulle reti di trasporto del gas

4.1 I soggetti responsabili di cui ai commi 3.1 e 3.2, nell'erogazione del servizio di misura di propria competenza, si attengono alla regolazione in vigore nonché, ove applicabili, alle norme vigenti in materia di metrologia legale, immunità elettromagnetica e sicurezza.

Articolo 5
Criteri tecnico economici di allacciamento alla rete di trasporto

5.1 Nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 14 maggio 2008 deliberazione ARG/gas 60/08 in materia di condizioni tecnico - economiche di realizzazione degli allacciamenti alle reti di trasporto del gas naturale ai sensi dell'articolo 8, comma 2, del decreto legislativo 164/00, l'Autorità definisce la modalità di sospensione o revoca del diritto di accesso in caso di mancata attuazione delle disposizioni di cui all'Articolo 8.

Articolo 6
Disposizioni relative alle misure raccolte

6.1 Le misure del gas rilevate, registrate e validate nell'erogazione del servizio di misura costituiscono le misure rilevanti ai fini della regolazione delle partite economiche relative ai servizi di vendita, distribuzione, trasporto, dispacciamento commerciale, stoccaggio e rigassificazione di Gnl, nonché della gestione fisica della rete.

6.2 Il soggetto responsabile di cui al comma 3.2 archivia e custodisce, per un periodo di almeno 10 anni, le misure del gas di cui al comma 6.1 in modo tale da renderle disponibili ed utilizzabili a scopi di verifica e controllo dell'applicazione della disciplina tariffaria e dell'erogazione del servizio di bilanciamento.

6.3 Le misure di cui al comma 6.1 non possono essere utilizzate con finalità diverse, salvo consenso scritto del titolare del punto di consegna o di riconsegna cui le misure si riferiscono.

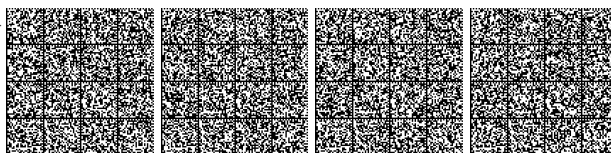
Articolo 7
Contratto per il servizio di misura sulle reti di trasporto del gas

7.1 I soggetti responsabili di cui al comma 3.1 erogano il servizio di misura sulla base di condizioni generali di contratto e di condizioni tecniche che costituiscono parte integrante del proprio codice di rete, ovvero del contratto di allacciamento, e sono approvate dall'Autorità ai sensi dell'articolo 24, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00.

Articolo 8
Piano di adeguamento e di manutenzione

8.1 L'impresa maggiore propone all'Autorità, entro il 30 giugno 2010, un piano di adeguamento tecnologico e di manutenzione degli impianti di *metering* e di *meter reading*, nel quale sono indicati:

- la consistenza degli impianti di misura installati in ciascun punto di consegna e di riconsegna delle reti di trasporto e i rispettivi responsabili del servizio ai sensi del precedente comma 3.1, nonché i titolari dell'impianto;
- i requisiti funzionali e prestazionali minimi che tali impianti dovrebbero soddisfare anche in ottemperanza alle disposizioni di cui al decreto legge n. 135/09;
- l'elenco degli impianti che non soddisfano i requisiti funzionali e prestazionali minimi di cui al punto precedente;
- i costi e le tempistiche stimate per l'adeguamento degli impianti.

8.2 L'impresa maggiore sottopone il piano di cui al comma 8.1 ad una consultazione preventiva dei soggetti responsabili di cui al comma 3.1, nonché ai soggetti di cui al comma 3.3, per una durata di almeno 30 giorni.

8.3 L'Autorità valuta le indicazioni contenute nel piano di cui al precedente comma 8.1 e definisce, per la quota di propria competenza e in particolare per gli aspetti con rilevanza tariffaria, con specifico provvedimento:

- i requisiti funzionali e prestazionali minimi degli impianti di misura;
- il piano di adeguamento degli impianti di misura e le relative tempistiche di attuazione;
- le tipologie di impianti di *metering standard* e i relativi costi, stimati al 31 dicembre 2009, nonché le situazioni che comportano impianti fuori *standard*.

8.4 L'impresa maggiore è tenuta a comunicare tempestivamente ai soggetti responsabili di cui al comma 3.1, gli adempimenti per la realizzazione del piano approvato dalle istituzioni a ciò delegate, ciascuna per la quota parte di propria competenza.

Articolo 9

Rapporti tra impresa maggiore, titolari degli impianti di misura e altre imprese di trasporto

9.1 L'impresa maggiore predispone la proposta di protocollo di cui al comma 3.5 lettera b) e di specifica di accesso di cui al comma 3.5 lettera c) o dei loro aggiornamenti e le sottopone ad una consultazione preventiva dei soggetti responsabili di cui al comma 3.1 per una durata di 30 giorni. Decorso tale termine, la proposta è presentata all'Autorità unitamente ad una relazione di accompagnamento che ne esponga i contenuti ed i presupposti, anche alla luce delle osservazioni ricevute nella consultazione.

9.2 Ove ricorrano particolari ragioni di urgenza, la proposta di cui al comma 9.1 può essere presentata entro un termine inferiore ovvero in assenza della consultazione preventiva. In tale caso, la relazione di accompagnamento espone tali ragioni.

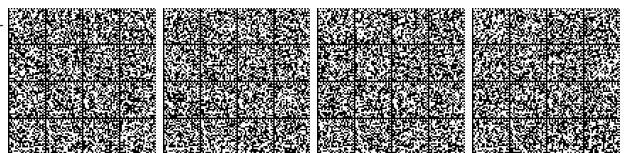
9.3 L'Autorità approva, rigetta o modifica la proposta di cui al comma 9.1 entro 60 giorni dal suo ricevimento. In assenza di pronuncia, decorso tale termine, la proposta si intende approvata.

9.4 Nel caso di inadempimenti di cui al comma 3.6, l'impresa maggiore:

a) intima l'adempimento al soggetto responsabile di cui al comma 3.1, assegnando a tal fine un termine adeguato e ragionevole;

b) decorso inutilmente il termine di cui alla precedente lettera a), attua le azioni necessarie per sostituirsi al soggetto responsabile nello svolgimento dell'attività. La duplicazione dell'impianto di misura può essere effettuata qualora non risultino percorribili soluzioni alternative economicamente meno onerose;

c) dà comunicazione alla Direzione Tariffe e alla Direzione Mercati dell'Autorità delle azioni condotte ai sensi della precedente lettera b).

9.5 L'impresa maggiore mantiene, e mette a disposizione dell'Autorità, un registro degli atti compiuti ai sensi del comma 3.6.

TITOLO 3

DETERMINAZIONE DEI RICAVI DEL SERVIZIO DI MISURA

Articolo 10

Ricavi di riferimento del servizio di misura

10.1 Ai fini della definizione dei ricavi di riferimento del servizio di misura di cui al presente articolo concorrono gli impianti e le infrastrutture di cui al comma 2.2 ad eccezione dei punti di immissione della produzione nazionale.

10.2 Ai fini della formulazione della proposta tariffaria di cui all'Articolo 15, l'impresa maggiore calcola i ricavi di riferimento *RM* per la formulazione del corrispettivo unitario di cui Articolo 13 per l'anno 2011, secondo le modalità definite nei commi successivi. Il ricavo di riferimento *RM* è articolato nel ricavo di riferimento dell'attività di *metering* RM_{MT} e nel ricavo di riferimento dell'attività di *meter reading* RM_{MR}.

10.3 Il ricavo di riferimento *RM* viene calcolato sommando le seguenti quote di ricavo:

a) quota di ricavo $RM_{capitale}$ relativa alla remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori, pari al 6,9 per cento reale pre tasse, riferito al capitale investito netto riconosciuto, calcolato ai sensi del successivo comma 10.4;

b) quota di ricavo RM_{NI} relativa alla maggiore remunerazione riconosciuta fino all'anno 2009 per i nuovi investimenti relativi al servizio di misura, sostenuti dalle imprese di stoccaggio, trasporto del gas naturale e rigassificazione del Gnl, calcolata ai sensi del successivo comma 10.8;

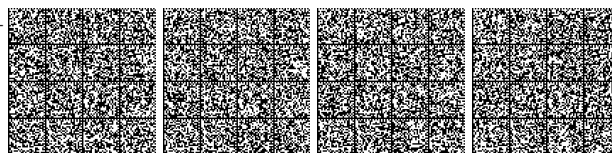
c) quota di ricavo RM_{amm} relativa agli ammortamenti economico-tecnici, calcolati ai sensi del successivo comma 10.9;

d) quota di ricavo RM_{CO} relativa ai costi operativi riconosciuti calcolati ai sensi del successivo comma 10.10.

10.4 Il capitale investito netto riconosciuto è pari alla somma dell'attivo immobilizzato netto calcolato ai sensi dei commi 10.5 e 10.6 e del capitale circolante netto, pari allo 0,8% della somma dell'attivo immobilizzato lordo calcolato ai sensi del comma 10.5, lettera b), e del comma 10.6, lettera c), deducendo le poste rettificative determinate secondo le disposizioni di cui al comma 10.7.

10.5 Ai fini della determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto degli impianti di *metering* riconducibili a tipologie *standard*, l'impresa maggiore:

a) associa a ciascun impianto di *metering* in esercizio al 31 dicembre 2009, l'impianto di misura adeguato e il relativo costo *standard* di realizzazione, secondo le disposizioni di cui all'Articolo 8, distinto per le categorie di cespiti *standard* di cui alla Tabella 1;

b) calcola l'attivo immobilizzato lordo per ciascuna categoria di cespiti *standard* per le quali il fondo ammortamento economico-tecnico, calcolato

ai sensi della successiva lettera c), non abbia già coperto il valore lordo delle stesse;

c) determina il fondo di ammortamento economico-tecnico derivante dalla somma dei prodotti dell'attivo immobilizzato lordo di ciascuna categoria di cui alla precedente lettera b) per le rispettive percentuali di degrado, come definite di cui al comma 19.1;

d) nei punti di riconsegna in cui non sia disponibile il dato relativo all'anno di installazione dell'impianto di misura, ai fini del calcolo della percentuale di degrado di cui alla precedente lettera c), si assume l'anno di prima fornitura del punto medesimo;

e) calcola l'attivo immobilizzato netto detraendo dal valore dell'attivo immobilizzato lordo di cui alla lettera b) il fondo di ammortamento economico-tecnico di cui alla lettera c).

10.6 Ai fini della determinazione del valore dell'attivo immobilizzato netto degli impianti di *metering* non riconducibili a tipologie *standard* e degli impianti di *meter reading*, l'impresa maggiore:

a) individua gli incrementi patrimoniali annuali relativi alle immobilizzazioni realizzate a partire dall'anno 1969 e presenti in bilancio al 31 dicembre 2009, raggruppate nelle categorie di cui alla Tabella 2, per i quali il fondo ammortamento economico-tecnico, calcolato ai sensi della successiva lettera d), non abbia già coperto il valore lordo degli stessi, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera (*IPCO)* non determinati in sede di bilancio;

b) rivaluta i costi storici degli incrementi di cui alla precedente lettera a) in base al deflatore degli investimenti fissi lordi di cui al comma 19.1;

c) calcola l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti come somma dei valori risultanti dalle rivalutazioni di cui alla precedente lettera b);

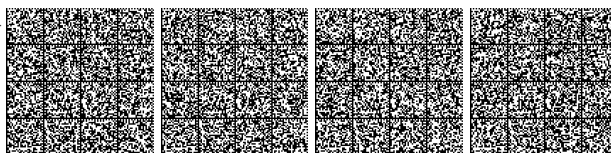
d) determina il fondo di ammortamento economico-tecnico derivante dalla somma dei prodotti degli incrementi patrimoniali di cui alla precedente lettera b) per le rispettive percentuali di degrado, di cui al comma 19.1;

e) calcola l'attivo immobilizzato netto detraendo dal valore dell'attivo immobilizzato lordo di cui alla lettera c) il fondo di ammortamento economico - tecnico di cui alla lettera d);

f) aggiorna i valori di cui alla precedente lettera e), applicando la variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordi di cui al comma 19.1.

10.7 Le poste rettificative di cui al comma 10.4 sono pari alla somma:

a) del trattamento di fine rapporto;

b) del valore dei contributi a fondo perduto per lo sviluppo delle infrastrutture finalizzate all'attività di misura erogati da pubbliche amministrazioni e da

soggetti privati rivalutati applicando il deflatore degli investimenti fissi lordi di cui al comma 10.6 lettera b) e la variazione di cui al comma 10.6 lettera f); i contributi percepiti sono soggetti a degrado fino all'anno 2000.

10.8 La quota parte dei ricavi RM_{NI} di cui al comma 10.3, lettera b) è determinata dall'impresa maggiore, relativamente agli investimenti per il servizio di misura, sostenuti dalla imprese di stoccaggio, trasporto del gas naturale e rigassificazione del Gnl, sulla base del valore attualizzato del flusso di ricavi eccedenti la remunerazione di cui al comma 10.3 lettera a) derivante dall'applicazione dei meccanismi di incentivazione applicati fino all'anno 2009 ai nuovi investimenti.

10.9 Ai fini della determinazione degli ammortamenti economico-tecnici riconosciuti annualmente ai fini tariffari RM_{amm}, l'impresa maggiore:

a) determina gli ammortamenti annui dividendo l'attivo immobilizzato lordo delle singole categorie di cespiti di cui al comma 10.5, lettera b) e al comma 10.6, lettera c), al netto degli incrementi patrimoniali relativi ai terreni e alle immobilizzazioni in corso presenti nel bilancio al 31 dicembre 2009, per la durata convenzionale riportata nelle rispettive Tabella 1 e Tabella 2;

b) somma gli ammortamenti annui di cui alla precedente lettera a), relativi alle diverse categorie di cespiti;

c) aggiorna i valori di cui alla precedente lettera b), applicando la variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordo di cui al comma 10.6 lettera b).

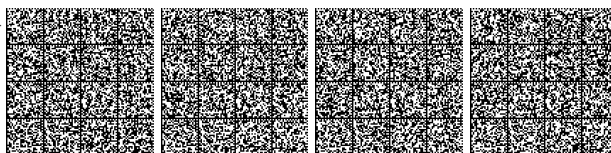
10.10 La quota annua di ricavo riconducibile ai costi operativi RM_{CO}, per l'anno 2011, dettagliata per ciascun operatore e impianto, è proposta dall'impresa maggiore che la sottopone all'Autorità per la sua approvazione ai sensi dell'Articolo 15 e dell'Articolo 16. A tal fine l'impresa maggiore tiene conto delle disposizioni di cui al comma 10.11.

10.11 I costi operativi riconosciuti relativamente agli impianti di *metering* riconducibili a tipologie *standard* sono definiti dall'Autorità, per l'anno 2011, con il provvedimento di cui al comma 8.3.

Articolo 11

Remunerazione dei titolari degli impianti di misura e dei soggetti responsabili

11.1 L'impresa maggiore definisce all'inizio di ciascun anno le quote di ricavo da riconoscere ai soggetti responsabili di cui al comma 3.1 e ai soggetti di cui al comma 3.3, applicando i medesimi criteri previsti ai fini del calcolo dei ricavi di riferimento di cui all'Articolo 10 e i criteri di aggiornamento di cui all'Articolo 14.

11.2 Le imprese di trasporto entro 60 giorni dal termine di ciascun mese versano all'impresa maggiore i ricavi derivanti dall'applicazione dei corrispettivi di cui al comma Articolo 12, al netto delle spettanze di cui al comma 11.1 riproporzionate su base mensile.

11.3 L’impresa maggiore entro 90 giorni dal termine di ciascun mese riconosce ai soggetti responsabili di cui al comma 3.1 e ai soggetti di cui al comma 3.3 le spettanze di cui al comma 11.1, al netto delle spettanze già trattenute ai sensi del precedente comma 11.2.

11.4 Nei casi di inadempimento di cui al comma 3.6, non sarà riconosciuta alcuna quota di ricavo per detti impianti.

11.5 È istituita una componente tariffaria addizionale τ a copertura degli eventuali squilibri tra i ricavi effettivi e le spettanze di cui al comma 11.1, determinata dall’Autorità con specifici provvedimenti, su segnalazione dell’impresa maggiore. In assenza di tali provvedimenti, la componente τ è pari a zero.

11.6 La componente tariffaria di cui al precedente comma 11.5 è applicata come maggiorazione del corrispettivo unitario di capacità per il servizio di misura.

TITOLO 4

DETERMINAZIONE, AGGIORNAMENTI E PUBBLICAZIONE DELLE TARIFFE E DEI CORRISPETTIVI

Articolo 12

Tariffa per il servizio di misura del trasporto del gas

12.1 La tariffa per il servizio di misura del trasporto gas TM è data dalla seguente formula:

$$TM = K_r \cdot (CM + \tau)$$

dove:

- K_r è la capacità conferita all’utente nel punto di riconsegna della rete di trasporto, espressa in metri cubi/giorno;
- CM è il corrispettivo unitario di capacità per il servizio di misura del trasporto del gas naturale sulla rete di trasporto relativo ai conferimenti nei punti di riconsegna della rete di trasporto, espresso in euro/anno/metro cubo/giorno;
- τ è la componente tariffaria a copertura di eventuali squilibri tra i ricavi effettivi e le spettanze di cui al comma 11.1.

12.2 I corrispettivi unitari facenti parte della tariffa TM sono espressi con riferimento a un metro cubo di gas alla pressione assoluta di 1,01325 bar e alla temperatura di 15° C.

Articolo 13

Corrispettivo per il servizio di misura del trasporto gas

13.1 Ai fini della formulazione della proposta tariffaria di cui all’Articolo 15 e all’Articolo 16, l’impresa maggiore calcola il corrispettivo unitario di misura CM

in modo che il prodotto di tale corrispettivo per le capacità previste in conferimento nei punti di riconsegna della rete di trasporto non sia superiore al ricavo di riferimento *RM* di cui al comma 10.2, aggiornato per l'anno di applicazione con i criteri del successivo Articolo 14.

Articolo 14
Aggiornamento delle quote di ricavo

14.1 La quota parte dei ricavi riconducibile al capitale investito riconosciuto $RM_{capitale}$ di cui al comma 10.3, lettera a), è ricalcolata negli anni del periodo di regolazione successivi al 2011 considerando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
b) gli investimenti netti realizzati nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, inclusa la variazione delle immobilizzazioni in corso, escludendo gli interessi passivi in corso d'opera (*IPCO*) maturati successivamente all'avviamento dell'erogazione del servizio di misura; per i nuovi impianti di *metering* riconducibili a tipologie *standard* si utilizza il valore aggiornato di costo di cui al comma 19.1;
c) i contributi in conto capitale ottenuti relativamente a detti nuovi investimenti;
d) l'incremento del fondo di ammortamento sulla base delle durate convenzionali di cui in Tabella 1 e in Tabella 2;
e) le alienazioni e le dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, e il completamento della vita utile standard dei cespiti.

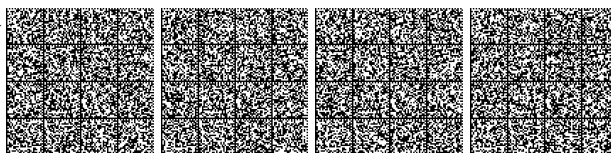
14.2 La quota parte dei ricavi riconducibili agli ammortamenti RM_{amm} di cui al comma 10.9 è ricalcolata negli anni del periodo di regolazione successivi al 2011, considerando:

a) il tasso di variazione medio annuo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat;
b) il valore, in termini di capitale investito lordo, dei nuovi investimenti, esclusi i lavori in corso, tenuto conto per ogni categoria di cespite, della durata convenzionale riportata in Tabella 1 e in Tabella 2;
c) la riduzione del capitale investito lordo per effetto di alienazioni, dismissioni effettuate a qualsiasi titolo, e il completamento della vita utile standard dei cespiti.

14.3 La quota parte dei ricavi riconducibile ai costi operativi RM_{CO} di cui al comma 10.10 negli anni del periodo di regolazione successivi al 2011, è soggetta ad un aggiornamento annuale sulla base della seguente formula:

$$RM_{CO,t} = RM_{CO,t-1} \times (1 + I_{t-1} - X + Y)$$

dove:

- I_{t-1} è il tasso di variazione medio annuo, riferito ai dodici mesi precedenti, dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat;

- l'*X-factor* è il tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività, determinato con specifico provvedimento dell'Autorità;
- *Y* è un ulteriore parametro di variazione dei ricavi che tiene conto di costi derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali ed a mutamenti del quadro normativo.

Con successivi provvedimenti l'Autorità definisce il parametro *Y*. Fino all'emanazione di tali provvedimenti il parametro *Y* è pari a zero.

Articolo 15

Approvazione delle tariffe per l'anno 2011

15.1 Ai fini della determinazione delle tariffe relative all'anno 2011, entro il 30 settembre 2010, i soggetti responsabili dell'attività di *metering* di cui al comma 3.1 e i soggetti di cui al comma 3.3 trasmettono all'impresa maggiore i dati e le informazioni necessari per il calcolo del corrispettivo unitario di cui al precedente comma 13.1.

15.2 Entro il 30 ottobre 2010, l'impresa maggiore trasmette all'Autorità:

a) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, sottoscritta dal legale rappresentante dell'impresa, con cui si certifica che i costi dichiarati sono afferenti il servizio di misura del trasporto gas e che la proposta tariffaria è coerente con i criteri definiti dal presente provvedimento;
b) il ricavo di riferimento RM, RM_{MT} e RM_{MR} e le quote di ricavo $RM_{capitale}$, RM_{amm}, RM_{NI} e RM_{CO} di cui al precedente Articolo 10, indicando separatamente per ciascun soggetto terzo le quote di ricavo di spettanza di cui al precedente Articolo 11;
c) la documentazione necessaria per la valutazione delle medesime proposte, inclusa la capacità di trasporto prevista in conferimento utilizzata per la definizione del corrispettivo tariffario;
d) la proposta del corrispettivo tariffario *CM* di cui al comma 13.1 relativamente all'anno 2011, calcolata sulla base delle disposizioni di cui al precedente Articolo 13 e nel rispetto del ricavo di riferimento di cui all'Articolo 10 del presente provvedimento.

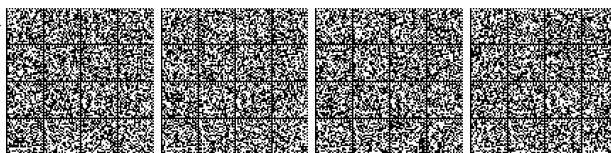
15.3 La proposta tariffaria di cui al precedente comma, è approvata qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro 60 (sessanta) giorni dal suo ricevimento.

15.4 Entro 30 (trenta) giorni dalla data di approvazione tariffaria, l'impresa maggiore comunica ai soggetti responsabili di cui al comma 3.1 e ai soggetti di cui al comma 3.3, le quote di ricavo di spettanza calcolate ai sensi dell'Articolo 11.

15.5 Entro 15 (quindici) giorni dalla data di approvazione della tariffa da parte dell'Autorità, l'impresa maggiore pubblica il corrispettivo approvato.

Articolo 16

Approvazione delle tariffe successive all'anno 2011

16.1 Entro il 30 settembre di ogni anno successivo al 2010, i soggetti responsabili dell'attività di *metering* di cui al comma 3.1 e i soggetti di cui al comma 3.3

trasmettono a quest'ultima i dati e le informazioni necessari per il calcolo del corrispettivo unitario di cui al precedente comma 13.1.

16.2 Entro il 30 ottobre di ogni anno successivo al 2010, l'impresa maggiore trasmette:

a) dichiarazione sostitutiva di atto di notorietà, sottoscritta dal legale rappresentante dell'impresa, con cui si certifica che i costi dichiarati sono afferenti il servizio di misura del trasporto gas e che la proposta tariffaria è coerente con i criteri definiti dal presente provvedimento;
b) il ricavo di riferimento RM, RM_{MT} e RM_{MR} e le quote di ricavo $RM_{capitale}$, RM_{amm} e RM_{CO}, aggiornati in base all'Articolo 14, indicando separatamente per ciascun soggetto terzo le quote di ricavo di spettanza di cui al precedente Articolo 11;
c) la documentazione necessaria per la valutazione delle medesime proposte, inclusa la capacità di trasporto prevista in conferimento utilizzata per la definizione del corrispettivo tariffario;
d) la proposta del corrispettivo unitario CM relativamente all'anno t calcolato sulla base delle disposizioni di cui al precedente Articolo 13 e nel rispetto del ricavo di riferimento aggiornato sulla base delle disposizioni di cui all'Articolo 14.

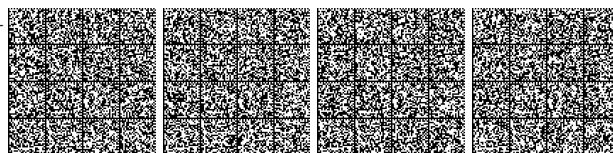
16.3 La proposta tariffaria di cui al precedente comma, è approvata qualora l'Autorità non si pronunci in senso contrario entro 60 (sessanta) giorni dal suo ricevimento.

16.4 Entro 30 giorni dalla data di approvazione tariffaria, l'impresa maggiore comunica ai soggetti responsabili dell'attività di *metering* di cui al comma 3.1 e ai soggetti di cui al comma 3.3, le quote di ricavo di spettanza calcolate ai sensi dell'Articolo 11.

16.5 Entro 15 (quindici) giorni dalla data di approvazione della tariffa da parte dell'Autorità, l'impresa maggiore pubblica il corrispettivo approvato.

16.6 Entro il 31 maggio di ogni anno successivo al 2010, l'impresa maggiore trasmette:

a) lo stato di avanzamento del piano di adeguamento tecnologico degli impianti di misura del trasporto di cui all'Articolo 8, indicando in particolare:

  - l'aggiornamento della consistenza degli impianti di misura del trasporto gas, con indicazione del titolare dell'impianto, della tipologia dell'impianto di misura o, nel caso di impianto non riconducibile a standard, dello schema di impianto e delle motivazioni di non riconducibilità dell'impianto stesso;
  - gli investimenti e le dismissioni effettuate nel corso dell'esercizio precedente la presentazione della proposta tariffaria, distinti per categoria di cespite;
  - la motivazione di eventuali scostamenti temporali e di costi tra le attività programmate e le attività realizzate;
  - le criticità e gli eventuali problemi di accesso agli impianti di misura;
  - le inadempienze riscontrate nel corso dell'esercizio precedente in merito alla realizzazione del piano di adeguamento e di manutenzione;

b) gli investimenti programmati per ciascuno dei 4 anni successivi mediante un prospetto riportante i punti nei quali l'impresa intende procedere con la realizzazione di un nuovo impianto, i costi e i tempi di realizzazione delle opere;
c) le dismissioni programmate, con illustrazione dei motivi e della valutazione dei cespiti dimessi.

16.7 L'Autorità verifica, anche tramite controlli a campione, l'effettiva attuazione del piano di adeguamento degli impianti di misura e le informazioni trasmesse ai sensi del precedente comma 16.6.

Articolo 17
Attestazione e verifica dei ricavi

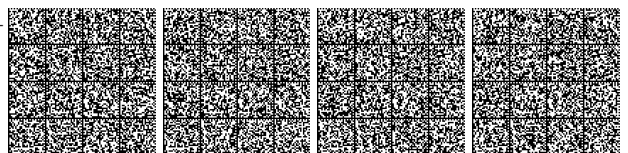
17.1 Entro il 31 maggio di ogni anno, l'impresa maggiore, sentite le altre imprese di trasporto, trasmette all'Autorità una dichiarazione, sottoscritta dal legale rappresentante e certificata da una società di revisione iscritta all'albo speciale di cui alla legge 7 giugno 1974, n. 216, riportante i ricavi di cui al comma 17.2, conseguiti nel precedente anno.

17.2 La dichiarazione di cui al comma 17.1 deve indicare, con riferimento all'ambito di applicazione del presente di cui al comma 10.1:

a) i ricavi derivanti dall'applicazione del corrispettivo di cui al precedente Articolo 12;
b) le capacità conferite nei punti di riconsegna della rete di trasporto nell'anno precedente;
c) i ricavi riconosciuti ai sensi delle disposizioni di cui all'Articolo 11.

Articolo 18
Enucleazione dalle tariffe regolate dei costi relativi al servizio di misura del trasporto gas

18.1 A partire dall'anno 2011 le tariffe dei servizi regolati di stoccaggio, di rigassificazione di Gnl e di distribuzione sono determinate escludendo i costi relativi al servizio di misura del trasporto gas, prevedendo di:

a) individuare le immobilizzazione lorde e nette dei cespiti relativi al servizio di misura iscritte a bilancio e remunerate dalla tariffa;
b) identificare l'ammontare di costi operativi relativi al servizio di misura ricompresi nel valore di costi operativi riconosciuti in tariffa;
c) ricalcolare le componenti di ricavo riconducibili al capitale investito netto, agli ammortamenti e ai costi operativi per ciascun servizio regolato con esclusione delle corrispondenti voci di ricavo attribuite al servizio di misura;
d) ricalcolare i corrispettivi tariffari a partire dalle componenti di ricavo di cui alla precedente lettera c).

Articolo 19
Altre disposizioni

19.1 Ai fini della determinazione dei ricavi per l'anno 2011, l'Autorità pubblica entro il 30 settembre 2010 il deflatore degli investimenti fissi lordi, la variazione annua del deflatore degli investimenti fissi lordi, i costi standard di cui al comma 8.3 e le percentuali di degrado.

19.2 Ai fini dell'aggiornamento tariffario di cui ai commi 14.1 e 14.2, l'Autorità pubblica entro il 30 settembre di ciascun anno la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, l'aggiornamento dei costi relativi agli impianti di *metering* riconducibili a *standard* e le percentuali di degrado.

Tabella 1 - Durata convenzionale tariffaria delle categorie di cespiti relative agli impianti di *metering* riconducibili a *standard*

Categoria di cespiti	Durata in anni
Misuratori	20
Impianti per la misura della composizione del gas	10
Sistemi di acquisizione e messa a disposizione dei dati	5

Tabella 2 – Durata convenzionale tariffaria degli impianti di *metering* non riconducibili a *standard* e degli impianti di *meter reading*

Categoria di cespiti	Durata in anni
Fabbricati	40
Misuratori	20
Impianti per la misura della composizione del gas	10
Sistemi di acquisizione e messa a disposizione dei dati	5
Altri sistemi informativi	5
Altre immobilizzazioni materiali e Immobilizzazioni immateriali	10
Immobilizzazioni in corso	-
Terreni	-

10A01315

DELIBERAZIONE 14 dicembre 2009.

Modifiche della deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02, per la definizione di criteri per il trattamento delle partite di gas naturale non oggetto di misura (gas di autoconsumo, perdite di rete, svaso/invaso della rete e gas non contabilizzato) nell'ambito del servizio di bilanciamento. (Deliberazione n. ARG/gas 192/09).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 14 dicembre 2009

Visti:

- la direttiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009;
- la legge 14 novembre 1995, n. 481;
- il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00) di attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (di seguito: Autorità) 17 luglio 2002, n. 137/02, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione 137/02);
- la deliberazione dell'Autorità 15 aprile 2008, VIS 41/08 (di seguito: deliberazione VIS 41/08);
- la deliberazione dell'Autorità 3 febbraio 2009, VIS 8/09 (di seguito: deliberazione VIS 8/09);
- la deliberazione dell'Autorità 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 55/09);
- la deliberazione 1 dicembre 2009 - ARG/gas 184/09 (di seguito: deliberazione ARG/gas 184/09), ed in particolare la *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG)*, contenuta nell'Allegato A alla medesima deliberazione;
- il documento per la consultazione pubblicato in data 18 aprile 2008, DCO 10/08 (di seguito: DCO 10/08) in merito alle possibili evoluzioni del sistema di bilanciamento nel mercato del gas naturale;
- il documento per la consultazione pubblicato in data 16 marzo 2009, DCO 3/09 (di seguito: DCO 3/09) in merito alla revisione delle modalità di trattamento delle partite gas non oggetto di misura diretta nell'ambito del servizio di bilanciamento del gas;
- il documento per la consultazione pubblicato in data 31 marzo 2009, DCO 4/09 (di seguito: DCO 4/09) in merito ai criteri per la determinazione delle tariffe per

l'attività di trasporto e di dispacciamento nel gas naturale per il terzo periodo di regolazione;

- il documento per la consultazione pubblicato in data 1 luglio 2009, DCO 17/09 (di seguito: DCO 17/09) in merito ai criteri di definizione ed attribuzione delle partite inerenti all'attività di bilanciamento del gas naturale insorgenti a seguito di eventuali rettifiche dei dati di allocazione e misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto (seconda consultazione – orientamenti finali);
- il documento per la consultazione pubblicato in data 23 luglio 2009, DCO 24/09 (di seguito: DCO 24/09) in merito ai criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento nel gas naturale per il terzo periodo di regolazione;
- il Codice di Rete di Snam Rete Gas S.p.A., approvato dall'Autorità con deliberazione 1 luglio 2003, n. 75/03, e le sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: codice di rete).

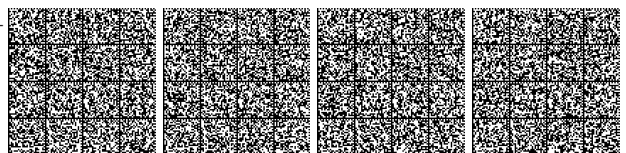
Considerato che:

- l'articolo 1, comma 1, della legge n. 481/95 prevede che l'Autorità abbia la finalità di garantire la promozione, fra l'altro, dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità, tenuto conto della normativa comunitaria e degli indirizzi di politica generale formulati dal Governo;
- il decreto legislativo n. 164/00 definisce l'attività di trasporto e dispacciamento come attività di interesse pubblico e stabilisce che le imprese di trasporto governano i flussi di gas naturale ed i servizi necessari al funzionamento del sistema, compresa la modulazione;
- la deliberazione n. 137/02, disciplinando le garanzie di libero accesso al servizio di trasporto gas e definendo norme per la predisposizione dei codici di rete, prevede la regolazione dell'attività di bilanciamento e stabilisce i corrispettivi da applicare agli utenti;
- la deliberazione ARG/gas 55/09 prevede che l'impresa di trasporto proceda alla predisposizione e/o all'aggiornamento del codice di rete sulla base di una procedura aperta alla partecipazione delle parti interessate, mediante l'attività di un apposito Comitato di consultazione;
- i Codici di Rete (di seguito: CdR), così come approvati dall'Autorità:
  - specificano le modalità con le quali l'impresa di trasporto stima e verifica il disequilibrio tra l'energia immessa in rete e l'energia prelevata dalla rete;
  - prevedono un'equazione di bilancio della rete tale per cui attraverso una formula di contabilizzazione del gas trasportato e modalità di trattamento dei termini di disequilibrio sia possibile ricostruire a posteriori la posizione di ciascun Utente del Bilanciamento (UdB, il soggetto che stipula con l'impresa di trasporto il contratto per il trasporto e il bilanciamento), determinando i corrispettivi economici relativi da attribuire a ciascun UdB, così come gli eventuali utilizzi dello stoccaggio.

Considerato, inoltre, che:

- nell'attuale quadro normativo la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento avviene attraverso un sistema di equazioni di

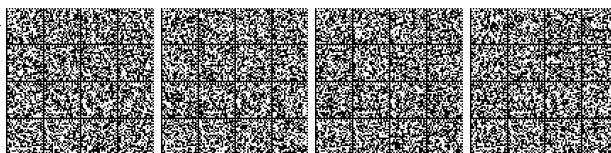
bilancio, che prevede, con riferimento a ciascun periodo rilevante, ossia al giorno gas,
- un'equazione di bilancio della rete;
- un'equazione di bilancio dell'impresa di trasporto;
- un'equazione di bilancio per ogni UdB;

- in tale ambito, il gas non misurato (di seguito: GNM) è dato dall'insieme dei termini non oggetto di misura, e pertanto dal gas non contabilizzato (di seguito: GNC), dalle perdite di rete e dallo svaso/invaso della rete, ossia dalla differenza tra l'energia presente in rete all'inizio del giorno-gas e quella presente alla stessa ora del giorno-gas successivo;
- nel documento per la consultazione DCO 3/09 l'Autorità ha proposto la revisione delle modalità per il trattamento delle partite gas non oggetto di misura diretta nell'ambito del servizio di bilanciamento del gas, attribuendo all'impresa maggiore di trasporto la responsabilità dei termini dell'equazione di bilancio di sistema non oggetto di misura, tra cui anche il GNC;
- nel DC0 3/09, in particolare, l'Autorità ha:
  - presentato una modifica dell'equazione di bilancio di ciascun UdB e dell'equazione di bilancio del trasportatore, con la possibilità di riconoscere su base annuale il quantitativo complessivo di GNM all'impresa di trasporto, e di introdurre in un secondo momento, meccanismi incentivanti per la progressiva riduzione del medesimo GNM;
  - illustrato una metodologia che prevede un coefficiente di variazione dei prelievi (γ_{GNM}) degli UdB, tale da tener conto del GNM, calcolato ex-ante dall'impresa di trasporto sulla base di criteri determinati dall'Autorità e comunicato, con congruo preavviso, agli UdB in modo da consentire loro la corretta programmazione delle immissioni/prelievi e ridurre il rischio di sbilanciamento;
  - ha proposto che il coefficiente di variazione dei prelievi sia assunto alternativamente con un periodo di riferimento pari al mese o ad un periodo più esteso (fino all'anno); secondo questa seconda ipotesi ha prospettato un'opzione per cui il coefficiente sia invariato per tutti i mesi del periodo ed una per cui il coefficiente assume valori differenti per i diversi mesi del periodo di riferimento;
- nelle osservazioni formulate al DCO 3/09 gli operatori e le relative associazioni di categoria hanno:
  - manifestato generale condivisione in merito ai principi metodologici e ai criteri proposti, considerando l'opportunità che il tema sia inserito in un quadro organico di riforma del sistema di bilanciamento;
  - evidenziato diverse posizioni circa la necessità che le partite fisiche del GNM siano attribuite all'impresa di trasporto, in modo totale piuttosto che condiviso con gli UdB;
  - individuato possibili criticità per l'efficientamento del sistema tramite la riduzione del GNM per effetto del conguaglio, con relativa valorizzazione economica, tra GNM previsto tramite il coefficiente di variazione dei prelievi e GNM effettivo;
  - evidenziato come preferibile l'assunzione dell'anno come periodo rilevante per il coefficiente di variazione dei prelievi e ritenuto – ad eccezione di un numero limitato di operatori - che il valore debba essere invariato per tutti i

giorni del periodo rilevante, anche al fine di una minore complessità di gestione;
- evidenziato, da parte dei soggetti gestori delle infrastrutture, che a fronte delle modifiche delle equazioni di bilancio come proposte dall'Autorità non vi siano penali o oneri per le imprese di trasporto.

Considerato, inoltre, che:

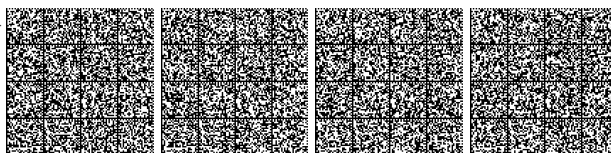
- le proposte avanzate dall'Autorità con il DCO 3/09 sono state ulteriormente analizzate nei DCO 4/09 e DCO 24/09, relativi ai criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di trasporto e di dispacciamento del gas per il terzo periodo di regolazione;
- con la deliberazione ARG/gas 184/09, in esito al processo di consultazione svolto con i due documenti citati al precedente punto, l'Autorità ha, tra l'altro:
  - attribuito la responsabilità dell'erogazione del servizio di misura del trasporto gas all'impresa maggiore di trasporto, prevedendo che a tal fine la medesima si avvalga dei soggetti terzi che attualmente esercitano tale attività;
  - previsto che l'impresa maggiore di trasporto presenti un nuovo piano di adeguamento e di manutenzione degli impianti di misura, previa consultazione dei soggetti titolari degli impianti di misura e delle altre imprese di trasporto del gas, secondo una procedura analoga a quella adottata per l'aggiornamento del codice di rete;
  - in esito all'approvazione del piano di cui al precedente alinea, previsto che l'Autorità definisca contestualmente il livello del GNC fisiologico della rete di trasporto e gli incentivi al suo contenimento;
- l'articolo 9 della RTTG, in relazione al trattamento delle partite di gas relative all'autoconsumo, alle perdite di rete e al gas non contabilizzato, prevede:
  - le modalità per la determinazione del quantitativo di gas relativo alle medesime partite previsto per il successivo anno;
  - che le modalità per l'allocazione agli utenti del quantitativo di gas di cui al precedente punto siano definite dall'Autorità con separato provvedimento, nel rispetto dei principi di trasparenza e parità di trattamento tra gli utenti;
  - le modalità, limitatamente alle partite di gas relative all'autoconsumo, alle perdite di rete, per il trattamento di eventuali differenze tra il quantitativo di gas allocato agli utenti in ciascun anno ed il quantitativo effettivo relativo al medesimo anno, prevedendo che di tali differenze sia tenuto conto nella prima determinazione del quantitativo di cui al primo alinea successiva al momento in cui tali differenze si rendono note.

Ritenuto che sia opportuno:

- anche al fine di eliminare gli elementi di incertezza in capo agli operatori, correlati all'attribuzione ex-post di elementi determinanti l'equazione di bilancio, difficilmente prevedibili o al di fuori del loro controllo, procedere alla definizione delle modalità di allocazione di cui ai commi 9.2, 9.5 e 9.8, della RTTG, prevedendo che:

a) i quantitativi di gas relativi alle perdite di rete e al gas non contabilizzato siano allocati agli utenti del servizio in proporzione ai prelievi dai punti di riconsegna della rete regionale di trasporto, secondo un coefficiente pari, per ciascun anno, al rapporto tra:
   i. la somma dei quantitativi di cui ai commi 9.4 e 9.7, della RTTG e;
   ii. i prelievi complessivi dai medesimi punti di riconsegna, previsti per il medesimo anno, negli scenari corrispondenti alle previsioni di cui ai medesimi commi;
b) i quantitativi di gas relativi all'autoconsumo siano allocati agli utenti del servizio in proporzione alle immissione dai punti di entrata interconnessi con l'estero o con terminali di rigassificazione ovvero da produzione nazionale, secondo un coefficiente pari, per ciascun punto di entrata e per ciascun anno, al rapporto tra:
   i. la quota del quantitativo di cui al comma 9.1, della RTTG attribuibile al medesimo punto di entrata e;
   ii. le immissioni complessive dal medesimo punto di entrata, previste per il medesimo anno, negli scenari corrispondenti alle previsioni di cui al medesimo comma;

- prevedere che le quote di cui alla lettera b), punto ii, che precede siano determinati dall'impresa maggiore di trasporto, contestualmente e con le medesime modalità di cui al comma 9.1 della RTTG, sulla base dell'effettiva correlazione tra i quantitativi di gas immessi in ciascun punto di immissione ed i quantitativi di gas di autoconsumo;
- che l'impresa maggiore di trasporto, al fine della tempestiva introduzione nel proprio codice di rete delle disposizioni inerenti le sopra citate modifiche, trasmetta all'Autorità la relativa proposta di aggiornamento del codice di rete in deroga a quanto stabilito dal comma 2.2 e dall'articolo 3 della deliberazione ARG/gas 55/09 in tema di preventiva consultazione e acquisizione del parere del Comitato di consultazione

DELIBERA

1. al comma 1.1 della deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02:
   i) prima delle parole "e le seguenti definizioni", sono aggiunte le parole "le definizioni di cui all'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09,";
   ii) la definizione di cui alla lettera d) è sostituita dalla presente:
   "**disequilibrio** è il termine *DS* definito ai sensi del comma 16bis.1;"
   iii) è aggiunta la seguente definizione:
   "**RTTG** è la Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013 (RTTG), contenuta nell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09;"
2. dopo l'articolo 16 della deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02 è aggiunto il seguente articolo:

"Articolo 16 bis

Determinazione dei quantitativi di gas per il bilanciamento

16bis.1 Ai fini della determinazione del bilancio del gas naturale di ciascun utente in ogni giorno gas nel sistema di trasporto del gas naturale, si applica la seguente relazione:

$$DS = (1 + \gamma_{GNM}) \cdot P - T - \sum_{NE} (1 - \gamma_{FUEL,E}) \cdot I_E$$

dove:

DS è il risultato dell'equazione di bilancio, che definisce il disequilibrio dell'utente;

γ_{GNM} è, per ciascun anno, pari:

a. per i punti di riconsegna della rete regionale di trasporto, al rapporto tra:
   i. la somma dei quantitativi di cui ai commi 9.4 e 9.7 della RTTG e;
   ii. i prelievi complessivi dai medesimi punti di riconsegna, previsti per il medesimo anno, negli scenari corrispondenti alle previsioni di cui ai medesimi commi;
b. 0 (zero) per tutti gli altri punti di riconsegna;

P è l'energia prelevata dall'utente nel giorno gas dal sistema di trasporto;

T rappresenta il saldo netto delle transazioni di gas registrate al punto di scambio virtuale (computando con il segno positivo le transazioni in acquisto);

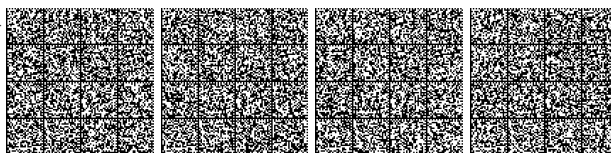
$\gamma_{FUEL,E}$ è, per ciascun anno, pari:

c. per ciascun punto di entrata *E* interconnesso con l'estero o con terminali di rigassificazione ovvero da produzione nazionale, al rapporto tra:
   i. la quota del quantitativo di cui al comma 9.1, della RTTG attribuibile al medesimo punto e;
   ii. le immissioni complessive dal medesimo punto di entrata, previste per il medesimo anno, negli scenari corrispondenti alle previsioni di cui al medesimo comma;
d. 0 (zero) per tutti gli altri punti di entrata;

I_E è l'energia immessa dall'utente nel giorno gas nel sistema di trasporto dal punto di entrata *E*;

NE sono i punti di entrata del sistema di trasporto.

16bis.2 La quota di cui alla lettera c, lettera i, e le immissioni ed i prelievi complessivi previsti di cui al comma 16bis.1 sono determinate dall'impresa maggiore contestualmente e con le medesime modalità di cui al comma 9.1 della RTTG; la suddetta quota è determinata sulla base dell'effettiva correlazione tra i quantitativi di gas immessi in ciascun punto di entrata ed i quantitativi di gas di autoconsumo.";

3. le disposizioni di cui all'articolo 16 della deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02, ed in particolare quelle di cui ai commi 16.1 e 16.3, si applicano tenendo conto delle

condizioni per il bilanciamento di ciascun utente definite al comma 16bis.1 della medesima deliberazione;

4. la società Snam Rete Gas S.p.A trasmette all'Autorità, in deroga alle modalità ed ai termini stabiliti dalla deliberazione ARG/gas 55/09, una proposta di modifica del proprio codice di rete al fine di recepire le disposizioni contenute nel presente provvedimento;
5. di pubblicare la deliberazione 17 luglio 2002, n. 137/02 come risultante a seguito delle modifiche apportate da presente provvedimento;
6. di notificare alla società Snam Rete Gas S.p.A, con sede legale in piazza Santa Barbara n. 7, 20097 San Donato Milanese (Milano), in persona del legale rappresentante pro tempore, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;
7. il presente provvedimento viene pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas (www.autorita.energia.it) ed entra in vigore il1 gennaio 2010.

Milano, 14 dicembre 2009

Il presidente: Ortis

10A01316

ITALO ORMANNI, *direttore*

Alfonso Andriani, *redattore*
Delia Chiara, *vice redattore*

(G003017/1) Roma, 2010 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

€ 13,00